

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Политехнический институт
Тепловые электрические станции

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Е.А. Бойко
подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 – «Теплоэнергетика и теплотехника»

код – наименование направления

Проект расширения Красноярской ТЭЦ-3

тема

Руководитель	_____	доцент, к.т.н.	П.В. Шишмарев
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		В.И. Олефиренко
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Техконтролер	_____		С.А. Михайленко
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____		П.В. Шишмарев
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Политехнический институт
Тепловые электрические станции

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____	Е.А. Бойко
подпись	инициалы, фамилия

« _____ » _____ 20 ____ г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Олефиренко Вячеславу Игоревичу

фамилия, имя, отчество

Группа ФЭ13-01Б Направление (специальность)

номер

13.03.01

код

Теплоэнергетика и теплотехника

наименование

Тема выпускной квалификационной работы Проект расширения
Красноярской ТЭЦ-3

Утверждена приказом по университету № 758/с от 30 января 2017

Руководитель ВКР П.В. Шишмарев, доцент кафедры ТЭС

инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР Объект расширения Красноярская ТЭЦ-3,
электрическая нагрузка 185 МВт, тепловая нагрузка 300 МВт.

Перечень разделов ВКР Вводная часть, экономическая часть, расчетная
часть, общая часть, охрана окружающей среды, безопасность
проектируемого объекта, индивидуальное задание

Перечень графического материала

Лист 1 Генеральный план

Лист 2 Принципиальная тепловая схема блока Т-185/220-130

Лист 3 Разрез главного корпуса

Лист 4 Схема топливоподачи

Лист 5 Схема технического водоснабжения

Лист 6 Градирня GK59

Руководитель ВКР

подпись

П.В. Шишмарев

инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению

В.И. Олефиренко

подпись, инициалы и фамилия студента

« » 2017 г.

РЕФЕРАТ

Дипломный проект по теме «Проект расширения Красноярской ТЭЦ-3» выполнен на шести листах графической части и 71 странице расчетно-пояснительной записки.

Ключевые слова: ТЕПЛОВАЯ СХЕМА, СТАНЦИЯ, ТУРБИНА, КОТЕЛ, ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ТОПЛИВНОЕ ХОЗЯЙСТВО.

В данном дипломном проекте представлен проект расширения Красноярской ТЭЦ-3.

Целью расширения Красноярской ТЭЦ-3 является покрытие предполагаемого дефицита тепловой мощности.

В результате проведения расчетов определен оптимальный и выгодный вариант расширения Красноярской ТЭЦ-3. Выбрано современное вспомогательное оборудование.

Полученные результаты расчётов показали техническую и экономическую привлекательность рассматриваемого варианта проекта расширения.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 Экономика.....	8
1.1 Расчёт капитальных вложений	8
1.2 Определение ежегодных издержек, связанных с эксплуатацией	8
1.2.1 Расчёт затрат на топливо	9
1.2.2 Расходы на оплату труда	10
1.2.3 Амортизационные отчисления	10
1.2.4 Расходы на ремонт основных средств	10
1.2.5 Прочие расходы.....	10
1.3 Расчёт себестоимости единицы тепловой и электрической энергии ..	11
1.4 Оценка экономической эффективности капитальных вложений	13
2 Расчетная часть.....	16
2.1 Расчет тепловой схемы	16
2.1.1 Описание тепловой схемы и подготовка данных к расчёту	16
2.1.2 Расчет установки по подогреву сетевой воды	19
2.1.3 Построение процесса расширения пара на i-s диаграмме	21
2.1.4 Определение параметров по элементам схемы	24
2.1.5 Определение предварительного расхода пара на турбину	25
2.1.6 Баланс пара и конденсата	26
2.1.7 Расчёт сепараторов непрерывной продувки	27
2.1.8 Расчёт регенеративной схемы (ПВД).....	28
2.1.9 Расчёт деаэратора.....	30
2.1.10 Расчёт регенеративной схемы (ПНД)	31
2.2 Расчёт технико-экономических показателей работы станции	33
2.3 Выбор основного и вспомогательного оборудования.....	37
2.3.1 Регенеративные подогреватели	38
2.3.2 Деаэратор	39
2.3.3 Сетевые подогреватели	39
2.3.4 Выбор питательных насосов.....	39
2.3.5 Выбор конденсатных насосов.....	40
2.3.6 Выбор циркуляционных насосов	40
2.3.7 Выбор сетевых насосов	41
2.3.8 Дутьевые вентиляторы и дымососы	41
3 Общая часть	43
3.1 Генеральный план	43
3.2 Компоновка главного корпуса.....	44
3.3 Проектирование топливного хозяйства.....	44
3.3.1 Определение расхода топлива на ТЭС	45
3.4 Выбор механизмов системы пылеприготовления	45
3.5 Золоулавливание	45
3.6 Водоснабжение.....	47
4 Охрана окружающей среды	48

4.1 Воздействие ТЭЦ на окружающую среду	48
4.2 Расчет выбросов вредных веществ и выбор дымовой трубы.....	49
4.2.1 Расчет выбросов вредных веществ	49
4.2.2 Расчет высоты дымовой трубы.....	51
5 Безопасность проектируемого объекта.....	52
5.1 Общая характеристика проектируемого объекта с точки зрения безопасности и безвредных условий труда	53
5.2 Объемно-планировочное решение проектируемого объекта.....	553
5.3 Анализ и устранение потенциальных опасностей и вредностей	54
5.3.1 Опасность поражения электрическим током	54
5.3.2 Электромагнитные, электрические излучения	54
5.3.3 Высокие температуры и опасность термического ожога	55
5.4 Производственная санитария.....	56
5.4.1 Микроклимат производственных помещений	56
5.4.2 Освещение	56
5.4.3. Шум, ультразвук и инфразвук	57
5.4.4 Вибрация	58
5.5 Техническое освидетельствование	58
5.5.1 Техническое освидетельствование сосудов	58
5.5.2 Техническое освидетельствование трубопроводов.....	62
6 Индивидуальное задание.....	65
6.1. Вагоноопрокидыватель	65
6.2. Ленточные конвейеры	66
6.3. Дробилки.....	67
6.4. Топливные склады	68
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	69
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	70
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	71

ВВЕДЕНИЕ

Для определения перспективного спроса на теплоту в Схеме теплоснабжения города Красноярска до 2033 г. учтен прогноз застройки города на период до 2033 года (расчетный период схемы теплоснабжения принят в соответствии с расчетным периодом Генерального плана города), а также фактическая динамика изменения численности населения города в период 2004-2014 гг. и прогноз динамики изменения численности населения, сформированный в соответствии с разработанным Генеральным планом.

В соответствии с указанным документом, к 2033 году численность населения в городе Красноярске должна составить 1,3 – 1,4 млн человек. Дополнительно при формировании прогноза прироста тепловой нагрузки учтены уникальные объекты, планируемые к строительству в связи с проведением зимней Универсиады-2019 г., суммарная тепловая нагрузка объектов, планируемых к присоединению к системам централизованного теплоснабжения – 23,8 Гкал/ч, часть из которых будет подключена к системе отопления и горячего водоснабжения Советского района.

В это же время понижается доля отпускаемого тепла от небольших котельных, расположенных в районах города, и ведется переподключение их тепловой нагрузки на красноярские ТЭЦ.

Согласно данным раздела «Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения» Схемы теплоснабжения города Красноярска до 2033 г., за период 2013-2033 г., с учетом сноса жилых домов, тепловая нагрузка по городу увеличится на 1006 Гкал/ч (с учетом пригородных территорий, предполагаемых к подключению к СЦТ города – 1253 Гкал/ч). Из них увеличение потребления тепловой энергии по Советскому району, который отапливается практически целиком Красноярской ТЭЦ-3, составит 257,87 Гкал/ч.

Так как ТЭЦ-3 является единственной ТЭЦ в данном районе города, и вообще на левом берегу г. Красноярска, именно ее расширение и модернизация предлагаются как основной способ увеличения выработки тепловой энергии.

Предлагается расширение Красноярской ТЭЦ-3 и установка на нее современной турбины Т-185/220-130, позволяющей покрыть необходимый дефицит энергии. Установка позволяет увеличить располагаемую тепловую мощность станции на 260 Гкал/ч в номинальном режиме и 280 Гкал/ч в максимальном.

В данной работе рассмотрены технические предложения, являющиеся попыткой найти оптимальное решение, отвечающее требованиям

экологической и энергетической эффективности станции, а также требованиям надежности работы оборудования.

1 Экономика

В данном разделе будут рассчитаны капитальные вложения, затраты а также себестоимость отпускаемой со станции энергии, сформирована оценка экономической эффективности капитальных вложений и срок окупаемости проекта. Срок окупаемости – это период, начиная с которого первоначальные капитальные вложения покрываются доходами.

На станцию предлагается установить одну турбину Т-185/220-130 и котельный агрегат Еп-670-13,8-540.

Таблица 1.1 – Исходные данные для расчета

Наименование показателя	Значение показателя
Тепловые нагрузки потребителей, Гкал/час	257,87
Число часов использования максимума электрической нагрузки, час/год	7100
Число часов использования номинальной установленной мощности ТЭЦ, час/год	7100

1.1 Расчёт капитальных вложений

Разовые капитальные вложения определяются по опыту уже выполненных проектов подобных ТЭЦ в России [1], млрд. руб.:

$$K = W \cdot k_{уд} = 185 \cdot 0,048 = 8,8 \quad (1.1)$$

где: $k_{уд}$ – удельные капиталовложения, для ТЭЦ принимаем равным 0,048 млрд.руб/МВт.

1.2 Определение ежегодных издержек, связанных с эксплуатацией

Расходы на эксплуатацию, млн руб./год:

$$U = Z_{топ} + U_{зп} + U_a + U_{тр} + U_{пр} , \quad (1.2)$$

где: $Z_{топ}$ – затраты на топливо;

$U_{зп}$ – расходы на оплату труда;

U_a – амортизация основных производственных средств;

$U_{тр}$ – расходы на ремонт основных средств;

$U_{пр}$ – прочие расходы.

1.2.1 Расчёт затрат на топливо

Удельные расходы топлива рассчитаны в разделе 2 и составляют:

- на выработку электроэнергии 0,276 кг/(кВт·ч);
- на выработку тепловой энергии 36,106 кг/ГДж.

Выработка электроэнергии на ТЭЦ, тыс. МВт ч:

$$W = N_{\text{уст}} \cdot T_{\text{уст}}, \quad (1.3)$$

где: $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность станции, МВт;

$T_{\text{уст}}$ – число часов использования установленной мощности [1], ч.

$$W = 185 \cdot 7100 \cdot 10^{-3} = 1313,5$$

Годовое производство тепла на ТЭЦ по горячей воде, тыс. Гкал,

$$Q_{\text{ГВ}} = N_{\text{ГВ}} \cdot T \cdot 10^{-3}, \quad (1.4)$$

где: $N_{\text{ГВ}}$ – тепловая нагрузка потребителей, Гкал/час;

$T_{\text{ГВ}}$ – число часов использования максимума тепловой нагрузки, час/год [1].

$$Q_{\text{ГВ}} = 257,87 \cdot 5000 \cdot 10^{-3} = 1289,35$$

Топливная составляющая затрат, млн руб./год:

$$З_{\text{топ}} = B_{\text{год}} \cdot \zeta_{\text{топ}} \cdot 10^{-3} \quad (1.5)$$

где: $B_{\text{год}}$ – годовой расход топлива, тыс. т у.т./год;

$\zeta_{\text{топ}} = 1,6$ тыс. руб./т у.т [1].

Расход топлива на ТЭЦ складывается из расхода на производство тепловой энергии $B_{\text{т}}$ и на производство электроэнергии $B_{\text{э}}$, тыс. т у.т.,

$$B_{\text{год}} = (B_{\text{т}} + B_{\text{э}}) \cdot T = (10.832 + 12.923) \cdot 3,6 \cdot 7100 = 607177,8 \quad (1.6)$$

$$З_{\text{топ}} = 607177,8 \cdot 1,6 \cdot 10^{-3} = 971,5$$

1.2.2 Расходы на оплату труда

Для приближённых расчётов заработной платы по станции можно использовать формулу, млн руб./год [1]:

$$U_{\text{зп}} = N_y \cdot n_y \cdot \Phi_{\text{зп}} \cdot 10^{-6}, \quad (1.7)$$

где: n_y – штатный коэффициент [1];

$\Phi_{\text{зп}}$ – средняя зарплата одного работника за год [1];

$$U_{\text{зп}} = 185 \cdot 1,2 \cdot 525206 \cdot 10^{-6} = 116,6$$

Расходы только по эксплуатационному персоналу.

1.2.3 Амортизационные отчисления

Размер амортизационных отчислений, млн руб./год:

$$U_a = K \cdot H_a, \quad (1.8)$$

где: H_a – средняя норма амортизации станции [1];

$$U_a = 8800 \cdot \frac{6,7}{100} = 589,6.$$

1.2.4 Расходы на ремонт основных средств

Расходы по ремонту, млн руб./год, принимаются равными 20% от амортизационных отчислений [1].

$$U_{\text{тр}} = 589,6 \cdot 0,2 = 117,92.$$

1.2.5 Прочие расходы

К прочим расходам относятся:

- общецеховые и общестанционные расходы;
- расходы по охране труда и техники безопасности;
- налоги и сборы;
- плата за землю
- и др.

Их величина принимается 20 – 30 % от суммарных затрат на амортизацию, ремонт и зарплату, млн руб./год [1]:

$$U_{\text{пр}} = 0,3 \cdot (U_a + U_{\text{тр}} + U_{\text{зн}}), \quad (1.9)$$

$$U_{\text{пр}} = 0,3 \cdot (589,6 + 117,92 + 116,6) = 247,24.$$

Эксплуатационные расходы составят, млн руб./год:

$$U_{\text{э}} = 971,5 + 589,6 + 116,6 + 117,92 + 247,24 = 2042,86.$$

1.3 Расчёт себестоимости единицы тепловой и электрической энергии

Годовой отпуск энергии с шин станции, МВт ч:

$$W_{\text{отп}} = W \cdot (1 - a_{\text{сн}}), \quad (1.10)$$

где: $a_{\text{сн}}$ – коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды станции [1].

$$W_{\text{отп}} = 1313,5 \cdot (1 - 0,04) = 1260,96.$$

Для расчёта себестоимости единицы тепло и электроэнергии необходимо распределить эксплуатационные расходы проектируемой станции на топливный и котельный цеха, турбинный и на общестанционные расходы, и по видам отпускаемой энергии.

Топливные затраты полностью относят на ТТЦ и КЦ. Амортизационные затраты распределяются следующим образом: 50% на ТТЦ и КЦ, 45% на ТЦ, 5% на общие расходы. Затраты на заработную плату распределяются: 35% КЦ, 35% ТЦ, 30% общестанционные расходы. Затраты на ремонт распределяются: 50% на ТТЦ и КЦ, 45% на ТЦ, 5% на общие расходы. Прочие расходы целиком относятся к общестанционным расходам. Распределение затрат приведено в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Распределение затрат на цеха и общие расходы

	$U_{\text{т}}$	$U_{\text{ам}}$	$U_{\text{зн}}$	$U_{\text{тр}}$	$U_{\text{пр}}$	Всего затрат
ТТЦ и КЦ	971,5	294,80	40,81	58,96		1366,07
ТЦ и ЭЦ		265,32	40,81	53,06		359,19

Продолжение таблицы 1.2

Общ. Расх		29,48	34,98	5,90	247,24	317,59
Всего по ТЭЦ	971,5	589,60	116,60	117,92	247,24	2042,86

Затраты распределяются на два вида энергии по физическому методу, т.е. пропорционально расходу топлива, млн руб.:

$$З_{\text{ТТЦ}}^{\text{э/э}} = З_{\text{ТТЦ}} \frac{B_{\text{э}}}{(B_{\text{э}}+B_{\text{т}})} = 1366,07 \cdot \frac{12,923}{12,782+16} = 743,16 \quad (1.11)$$

$$З_{\text{ТТЦ}}^{\text{т/э}} = З_{\text{ТТЦ}} - З_{\text{ТТЦ}}^{\text{э/э}} = 1366,07 - 743,16 = 622,91 \quad (1.12)$$

По ТЦ и ЭЦ затраты целиком относятся к затратам на выработку электроэнергии, млн руб.:

$$З_{\text{ТЦ}}^{\text{э/э}} = З_{\text{ТЦ}} = 359,19$$

$$З_{\text{ТЦ}}^{\text{т/э}} = 0$$

Общестанционные расходы распределяются следующим образом, млн руб.:

$$З_{\text{общ}}^{\text{э/э}} = З_{\text{общ}} \frac{З_{\text{ТТЦ}}^{\text{э/э}} + З_{\text{ТЦ}}^{\text{э/э}}}{З_{\text{ТТЦ}} + З_{\text{ТЦ}}} = 317,59 \cdot \frac{743,16 + 359,19}{1366,07 + 359,19} = 202,92 \quad (1.13)$$

$$З_{\text{общ}}^{\text{т/э}} = З_{\text{общ}} - З_{\text{общ}}^{\text{э/э}} = 114,67 \quad (1.14)$$

Распределение затрат по видам энергии приведено в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Распределение затрат по видам энергии

	э/э	т/э
ТТЦ и КЦ	743,16	622,91
ТЦ и ЭЦ	359,19	
Общие расходы	202,92	114,67
Всего по ТЭЦ	1305,28	737,58

Расчет себестоимости выполняется следующим образом:
Себестоимость отпущенной электроэнергии, руб./кВт ч:

$$C^{\text{э/э}} = \frac{3_{\text{тэц}}^{\text{э/э}}}{W_{\text{отп}}} = \frac{1305,28}{1260,96} = 1,035 \quad (1.15)$$

Себестоимость отпущенной тепловой энергии, руб./Гкал ч.:

$$C^{\text{т/э}} = \frac{3_{\text{тэц}}^{\text{т/э}}}{Q_{\text{гв}}} = \frac{737,58}{1289,35} = 572,055 \quad (1.16)$$

1.4 Оценка экономической эффективности капитальных вложений

Стоимость имущества на начало первого года, млн руб./год:

$$\Phi_{\text{н.г.}} = K, \quad (1.17)$$

где: K – капитальные вложения в ТЭС, млн руб./год.

Стоимость имущества на начало последующих годов, млн руб./год:

$$\Phi_{\text{н.г.}}(t) = \Phi_{\text{к.г.}}(t-1), \quad (1.18)$$

где: $\Phi_{\text{к.г.}}$ – стоимость имущества на конец года, млн руб./год:

$$\Phi_{\text{к.г.}}(t) = \Phi_{\text{н.г.}}(t) - A_t, \quad (1.19)$$

где: A_t – величина амортизационных отчислений, млн руб./год:

$$A_t = 6,7\% \cdot K$$

Среднегодовая стоимость основных производственных фондов, млн руб./год:

$$\Phi_{\text{ср.г.}} = \frac{\Phi_{\text{н.г.}} + \Phi_{\text{к.г.}}}{2}. \quad (1.20)$$

Налог на имущество, млн руб./год:

$$H_{\text{им}} = 2,2\% \cdot \Phi_{\text{ср.г.}} \quad (1.21)$$

Доход от основной деятельности, млн руб./год:

$$D = (T^{\text{э/э}} - C^{\text{э/э}}) \cdot W_{\text{отп}} \cdot 10^{-3}, \quad (1.22)$$

где: $C^{\text{э/э}}$ – себестоимость отпущенной энергии, руб./кВт ч;

$T^{\text{э/э}}$ – тариф на отпущенную энергию, руб./кВт ч:

$$T^{\text{э/э}} = 1,4 \cdot C^{\text{э/э}}. \quad (1.23)$$

Налогооблагаемая прибыль, млн руб./год:

$$\text{НОП}_{(t)} = D_{(t)} - H_{\text{им}(t)}. \quad (1.24)$$

Налог на прибыль, млн руб./год:

$$H_{\text{пр}(t)} = 20\% \cdot \text{НОП}_{(t)}. \quad (1.25)$$

Чистая прибыль, млн руб./год:

$$\text{ЧП}_{(t)} = \text{НОП}_{(t)} - H_{\text{пр}(t)}. \quad (1.26)$$

Далее в 0 год переносим значение капитальных вложений K .

Чистый денежный поток, млн руб./год:

$$\text{ЧДП}_{(t)} = \text{ЧП}_{(t)} + A_t. \quad (1.27)$$

Чистый денежный поток нарастающим итогом, млн руб./год:

$$\text{ЧДПНИ}_{(t)} = \text{ЧДПНИ}_{(t-1)} + \text{ЧДП}_{(t)}. \quad (1.28)$$

Дисконтированный денежный поток, млн руб./год:

$$\text{ДДП}_{(t)} = \frac{\text{ЧДП}_{(t)}}{(1+r)^t}, \quad (1.29)$$

где: r – норма дисконта, принимаем равной 10% [1].

Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом, млн руб./год:

$$\text{ДДПНИ}_{(t)} = \text{ДДПНИ}_{(t-1)} + \text{ДДП}_{(t)}. \quad (1.30)$$

Результаты расчетов показателей экономической эффективности сводим в таблицу 1.4.

Таблица 1.4 – Оценка экономической эффективности капитальных вложений

Показатели	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Денежный поток от инвестиционной деятельности, K	-8800,00										
Стоимость фондов на начало года, $\Phi_{н.г.}$		8800,00	8210,40	7620,80	7031,20	6441,60	5852,00	5262,40	4672,80	4083,20	3493,60
Стоимость фондов на конец года, $\Phi_{к.г.}$		8210,40	7620,80	7031,20	6441,60	5852,00	5262,40	4672,80	4083,20	3493,60	2904,00
Среднегодовая стоимость основных производственных фондов, $\Phi_{ср.г.}$		8505,20	7915,60	7326,00	6736,40	6146,80	5557,20	4967,60	4378,00	3788,40	3198,80
Амортизационные отчисления, $U_{ам}$		589,60	589,60	589,60	589,60	589,60	589,60	589,60	589,60	589,60	589,60
Налог на имущество, $H_{им}$		187,11	174,14	161,17	148,20	135,23	122,26	109,29	96,32	83,34	70,37

Продолжение таблицы 1.4

Доход от основной деятельности, Д		1506,10	1506,10	1506,10	1506,10	1506,10	1506,10	1506,10	1506,10	1506,10	1506,10
Налогооблагаемая прибыль, НОП		1318,99	1331,96	1344,93	1357,90	1370,87	1383,85	1396,82	1409,79	1422,76	1435,73
Налог на прибыль, Нпр		263,80	266,39	268,99	271,58	274,17	276,77	279,36	281,96	284,55	287,15
Чистая прибыль, ЧП		1055,19	1065,57	1075,95	1086,32	1096,70	1107,08	1117,45	1127,83	1138,21	1148,58
Чистый денежный поток, ЧДП	-8800,00	1644,79	1655,17	1665,55	1675,92	1686,30	1696,68	1707,05	1717,43	1727,81	1738,18
Чистый денежный поток нарастающим итогом, ЧДПНИ	-8800,00	-7155,21	-5500,04	-3834,49	-2158,57	-472,27	1224,40	2931,46	4648,89	6376,69	8114,88
Дисконтированный денежный поток, ДДП	-8800,00	1495,26	1367,91	1251,35	1144,68	1047,06	957,73	875,99	801,19	732,76	670,15
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом, ДДПНИ	-8800,00	-7304,74	-5936,83	-4685,48	-3540,80	-2493,74	-1536,01	-660,02	141,17	873,93	1544,07

По результатам расчета на 8-й год эксплуатации ЧДД становится больше нуля и все затраты по проекту окупаются доходами.

2 Расчетная часть

2.1 Расчет тепловой схемы

2.1.1 Описание тепловой схемы и подготовка данных к расчёту

Произведем расчет тепловой схемы и определим технико-экономические показатели блока Т-185/220-130.

Принципиальная тепловая схема с турбиной Т-185/220-130 представлена на рисунке 2.1 [2]. Как видно из тепловой схемы отпуск тепла осуществляется

из двух теплофикационных, регулируемых отборов. Отборный пар поступает на две сетевые подогревательные установки включенные последовательно.

Система регенерации состоит из четырех подогревателей низкого давления, деаэрата и трёх подогревателей высокого давления. Слив конденсата из подогревателей высокого давления (ПВД) – каскадный в деаэратор. Слив конденсата из подогревателей низкого давления (ПНД) – каскадный в ПНД № 1 и из него дренажным насосом (ДН) в линию основного конденсата. В схеме используется котел барабанного типа, непрерывная продувка котла направляется в двухступенчатый расширитель. Для уменьшения тепловых потерь с продувочной водой используется поверхностный подогреватель химически очищенной воды (ПХОВ) из химводоочистки (ХВО). Из расширителя первой ступени выпар направляется в деаэратор, из расширителя второй ступени в ПНД № 1.

Пар из уплотнений поступает в сальниковый охладитель (ОУ), а из основных эжекторов конденсатора – в охладитель эжекторного пара (ОЭ), что способствует дополнительному обогреву основного конденсата.

Восполнение потерь конденсата химочищенной осуществляется в конденсатор.

Давление в отборах:

$$P_{от1} = 4,12 \text{ МПа};$$

$$P_{от2} = 2,72 \text{ МПа};$$

$$P_{от3} = 1,26 \text{ МПа};$$

$$P_{от4} = 0,658 \text{ МПа};$$

$$P_{от5} = 0,259 \text{ МПа};$$

$$P_{от6} = 0,098 \text{ МПа};$$

$$P_{от6} = 0,049 \text{ МПа};$$

Таблица 2.1 – Заводские данные для турбины Т-185/220-130

Электрическая мощность	$W_э = 185 \text{ МВт}$
Максимальная отопительная нагрузка	$Q_{от}^{max} = 300 \text{ МВт}$
Тепловая мощность отопительных отборов	$Q_{от}^{турб} = 195$
Начальные параметры пара:	
Давление	$P_0 = 12,75 \text{ МПа}$
Температура	$t_0 = 555 \text{ }^{\circ}\text{C};$
Давление в конденсаторе турбины	$P_k = 0,0035 \text{ Мпа};$
Число отборов пара на регенерацию	7

Расчётные значения внутреннего относительного КПД по отсекам:

$$\eta_{oi}^{ПВД} = 84,5\% ; \quad \eta_{oi}^{ПСД} = 88,2\% ; \quad \eta_{oi}^{ПНД} = 87,6\% ;$$

КПД дросселирования по отсекам:

$$\eta_{др}^{ПВД} = 94,9\% ; \quad \eta_{др}^{ПСД} = 95\% ; \quad \eta_{др}^{ПНД} = 97\% ;$$

Электромеханический КПД $\eta_{эм} = 0,98$.

Расход продувочной воды $\alpha_{прод} = 1,5\%$;

Расход пара на собственные нужды машинного отделения $\alpha_{сн}^{мэ} = 1,2\%$;

Расход пара на собственные нужды котельного цеха $\alpha_{сн}^{кц} = 1,2\%$;

Внутростанционные потери конденсата $\alpha_{ут} = 1,1\%$;

Температура химически очищенной воды $t_{хов} = 30\text{ }^{\circ}\text{C}$;

Нагрев воды в сальниковом и эжекторном подогревателях $\Delta t_{эж} + \Delta t_{сп} = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$;

КПД подогревателей поверхностного типа $\eta_{то} = 0,98$.

Недогрев воды до температуры насыщения в ПВД $\vartheta_{пвд} = 2\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Недогрев воды до температуры насыщения в ПНД $\vartheta_{пнд} = 4\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Недогрев воды до температуры насыщения в сетевых подогревателях $\vartheta_{сп} = 5\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Температурный график сети для г. Красноярск принимаем $150/70\text{ }^{\circ}\text{C}$ [3].

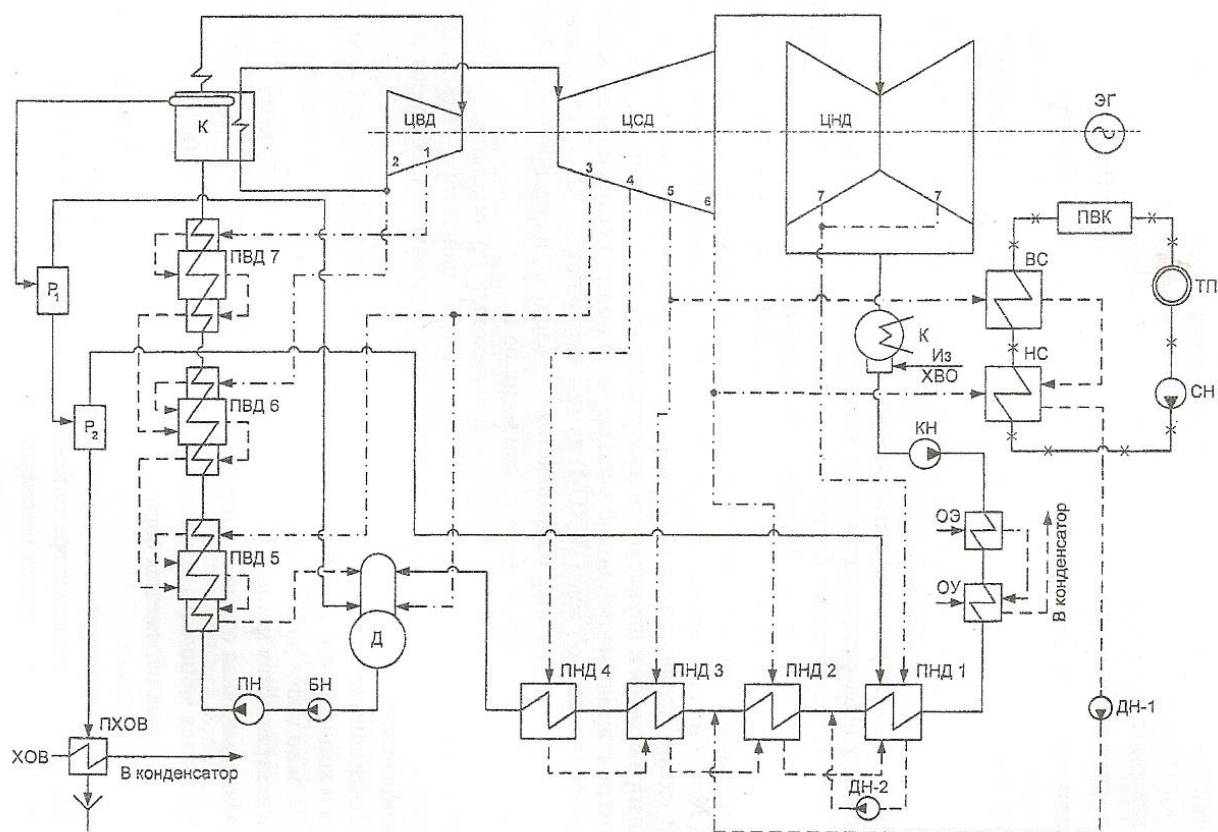
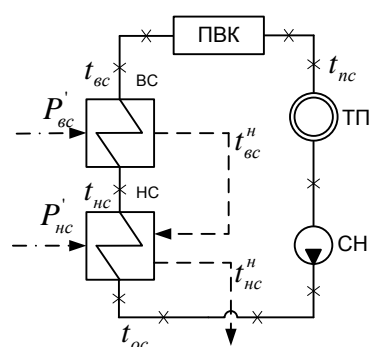


Рисунок 2.1 – Принципиальная тепловая схема турбины Т-185/220-130

2.1.2 Расчет установки по подогреву сетевой воды

Расчетная схема подогрева сетевой воды представлена на рисунке 2.2.



ТП - тепловой потребитель; ПВК - пиковый водогрейный котел; СН - сетевой насос;
НС - нижний сетевой подогреватель; ВС - верхний сетевой подогреватель

Рисунок 2.2 – Схема подогрева сетевой воды

Задаемся коэффициентом теплофикации [3]:

$$\alpha = 0,65$$

Из формулы находим $Q_{от}^{турб}$, кВт:

$$Q_{от}^{турб} = Q_{от}^{max} \cdot \alpha = 300000 \cdot 0.65 = 195000 \quad (2.1)$$

Расход сетевой воды, кг/с:

$$G_{св} = \frac{Q_{от}^{max}}{C_{в} \cdot \Delta t} = \frac{300000}{4,186 \cdot (150 - 70)} = 895.843 \quad (2.2)$$

Тепловая нагрузка пикового водогрейного котла составляет, МВт:

$$Q_{пик} = Q_{от}^{max} - Q_{от}^{турб} = 300 - 195 = 105 \quad (2.3)$$

Температура сетевой воды после верхнего сетевого подогревателя, °С:

$$t_{вс} = t_{ос} + \frac{Q_{от}^{турб}}{G_{св} \cdot C_{с}} = 70 + \frac{195000}{895.843 \cdot 4,186} = 122 \quad (2.4)$$

Температура сетевой воды после нижнего сетевого подогревателя, °С:

$$t_{нс} = t_{ос} + \frac{t_{вс} - t_{ос}}{2} = 70 + \frac{122 - 70}{2} = 96 \quad (2.5)$$

Температура насыщения конденсирующего пара верхнего сетевого подогревателя составляет [8], °С:

$$t_{вс}^H = t_{вс} + \vartheta = 122 + 5 = 127 \quad (2.6)$$

Энтальпия насыщения конденсирующего пара верхнего сетевого подогревателя, кДж/кг:

$$\bar{t}_{вс}^H = 533.586$$

Давление пара в корпусе верхнего сетевого подогревателя, МПа:

$$P'_{вс} = 0,247$$

Давление пара в пятом отборе турбины с учетом потери давления в трубопроводе 5 %, МПа:

$$P_5 = \frac{P'_{6c}}{0,95} = \frac{0,247}{0,95} = 0,259 \quad (2.7)$$

Принимая недогрев сетевой воды в нижнем сетевом подогревателе $\vartheta = 5$ °С [3], температура насыщения конденсирующего пара нижнего сетевого подогревателя, °С:

$$t'_{nc} = t_{nc} + \vartheta = 96 + 5 = 101 \quad (2.8)$$

Энтальпия насыщения конденсирующего пара нижнего сетевого подогревателя, кДж/кг °С:

$$\bar{t}'_{nc} = 423.319$$

Давление пара в корпусе нижнего сетевого подогревателя, МПа:

$$P'_{nc} = 0,09$$

Давление пара в шестом отборе турбины с учетом потери давления в трубопроводе 5 %, МПа:

$$P_6 = \frac{P'_{nc}}{0,95} = \frac{0,09}{0,95} = 0,095 \quad (2.9)$$

2.1.3 Построение процесса расширения пара на i-s диаграмме

Из характеристик турбины [2] имеем:

Начальные параметры пара перед стопорным клапаном:

Давление $P_0 = 12,75$ МПа;

Температура $t_0 = 555$ °С;

Находим на i-s диаграмме (рисунок 2.3) точку A_0 . С учётом дросселирования пара в регулирующих органах ЦВД давление пара на входе в проточную часть составляет, МПа:

$$P'_0 = P_0 \cdot \eta_{др}^{ПВД} = 12,75 \cdot 0,949 = 12,1 \quad (2.10)$$

Теоретический процесс расширения пара от давления P'_0 до давления P_1 , соответствующего давлению за ЦВД, изображается линией A_0B_0 . При действительном процессе расширения энтальпию пара в точке “В” можно определить, кДж/кг:

$$i_B = i_{A_0} - (i_{A_0} - i_{B_0}) \cdot \eta_{oi}^{ЦВД} = 3487,013 - (3487,013 - 3037,86) \cdot 0,845 = 3107,48 \quad (2.11)$$

где: $i_{B_0} = 3037,86$ кДж/кг – энтальпия пара в конце теоретического процесса расширения; $i_{A_0} = 3487,013$ кДж/кг – энтальпия острого пара; $\eta_{oi}^{ЦВД} = 0,845$ внутренний относительный коэффициент полезного действия цилиндра высокого давления.

Энтальпия пара первого отбора, кДж/кг:

$$i_{OT1} = i_{A_0} - (i_{A_0} - i_{OT1}) \cdot \eta_{oi}^{ЦВД} = 3487,013 - (3487,013 - 3148,28) \cdot 0,845 = 3200,79 \quad (2.12)$$

где: $i_{OT1} = 3148,28$ кДж/кг – теоретическая энтальпия пара в первом отборе;

Точку “С” определим с учетом потери давления в регулирующих органах ЦНД, МПа:

$$P_2 = \Delta P_{ПП} \cdot \eta_{др}^{ЦСД} = 2,72 \cdot 0,095 \cdot 0,95 = 2,33 \quad (2.13)$$

$$P_1 = P_2 \cdot \Delta P_{ПП} = 2,72 \cdot 0,095 = 2,461 \quad (2.14)$$

где: $\eta_{др}^{ЦНД} = 0,97$ - потери от дросселирования в цилиндре низкого давления; $\Delta P_{ПП} = 0,905$ – потери в пароперегревателе.

По тому же принципу достраиваем i -s диаграмму и на заключительном этапе, используя значения давления в отборах, находим на ней энтальпию пара в этих отборах.

Расход пара на верхний сетевой подогреватель (из уравнения теплового баланса) определяется, кг/с:

$$D_{BC} = \frac{G_{CB} \cdot \Delta t_{BC} \cdot C_e}{(i_5 - \bar{t}_{BC}^H) \cdot \eta_{II}} = \frac{895.843 \cdot (122 - 96) \cdot 4,186}{(3008.09 - 533.586) \cdot 0,98} = 40.2 \quad (2.15)$$

Расход пара на нижний сетевой подогреватель, кг/с:

$$D_{HC} = \frac{G_{CB} \cdot \Delta t_{HC} \cdot C_e}{(i_6 - \bar{t}_{HC}^H) \cdot \eta_{II}} = \frac{895.843 \cdot (96 - 70) \cdot 4,186}{(2831.81 - 423.319) \cdot 0,98} = 41.3 \quad (2.16)$$

Нагрузка верхнего сетевого подогревателя, кВт:

$$Q_{BC} = G_{CB} \cdot (t_{BC} - t_{HC}) \cdot C_e = 895.843 \cdot (122 - 96) \cdot 4,186 = 97500 \quad (2.17)$$

Нагрузка нижнего сетевого подогревателя, кВт:

$$Q_{HC} = G_{CB} \cdot (t_{HC} - t_{OC}) \cdot C_e = 895.843 \cdot (96 - 70) \cdot 4,186 = 97500 \quad (2.18)$$

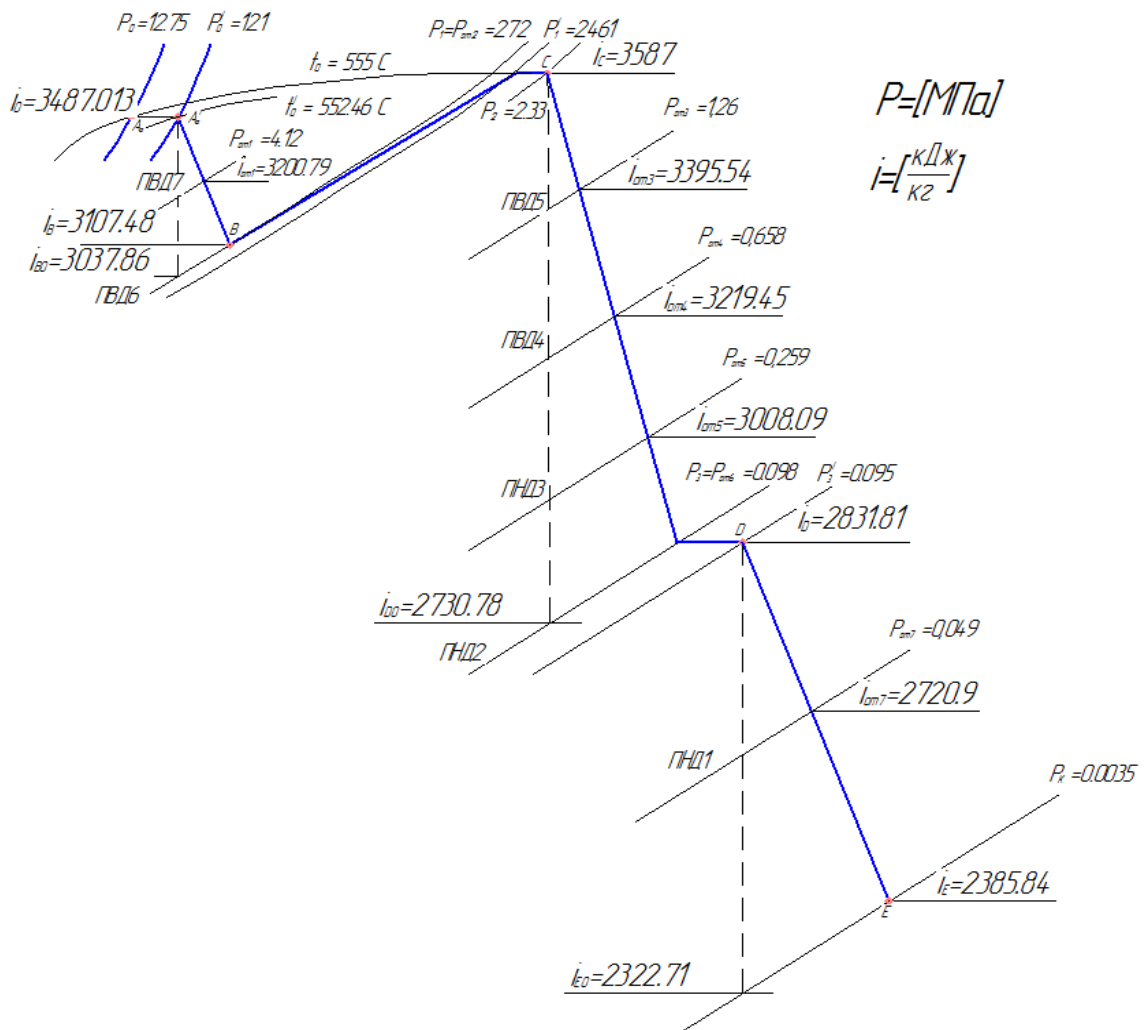


Рисунок 2.3 – Процесс расширения пара в турбине Т-185-130 в i - s диаграмме

2.1.4 Определение параметров по элементам схемы

Подогреватель высокого давления (ПВД-7). Давление пара в отборе 4,12 МПа. Принимая потерю давления 5 %, находим давление пара у подогревателя, МПа:

$$P_{ПВД7} = 4,12 \cdot 0,95 = 3,914 \quad (2.19)$$

Температура насыщения греющего пара [4], °С:

$$t_H = 249,072$$

Энтальпия конденсата греющего пара [4], кДж/кг:

$$\bar{i}_H = 1081,178$$

Температура питательной воды за подогревателем с учётом недогрева, °С:

$$t_{ПВ} = t_H - \theta = 249,072 - 2 = 247,072 \quad (2.20)$$

Энтальпия питательной воды, кДж/кг:

$$\bar{i}_{ПВ} = t_{ПВ} \cdot C_B = 247,072 \cdot 4,186 = 1034,24 \quad (2.21)$$

Энтальпия греющего пара (из i-s диаграммы), кДж/кг:

$$i_{отб} = 3200,79$$

Использованный теплоперепад на турбине, кДж/кг:

$$h = i_0 - i_{отб} = 3487,013 - 3200,79 = 286,223 \quad (2.22)$$

Также определяем параметры по другим элементам схемы. Результаты сводим в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Параметры элементов тепловой схемы

Наименование величины	ПВД7	ПВД6	ПВД5	Деаэ-ратор	ПНД4	ПНД3	ВС	ПНД2	НС	ПНД1	Конден-сатор
Давление отборного пара, МПа	4,12	2,73	1,26	1,26	0,658	0,259	0,259	0,098	0,098	0,049	0,0035
Энтальпия пара, кДж/кг	3200,79	3107,48	3395,54	3395,54	3219,45	3008,09	3008,09	2831,81	2831,81	2720,9	2385,84
Давление пара у подогревателя, МПа	3,914	2,584	1,197	0,7	0,625	0,246	0,247	0,0931	0,095	0,0465	0,0035

Продолжение таблицы 2.2

Температура насыщения греющего пара, °С	249,072	225,721	187,852	164,95	160,435	126,883	127	97,62	101	79,52	26,67
Энтальпия конденсата греющего пара, кДж/кг	1081,178	970,196	797,996	697,143	677,464	533,087	533,586	409,06	423,319	332,933	111,83
Температура воды за подогревателем, °С	247,072	223,721	185,852	164,95	156,435	122,883	122	93,62	96	75,521	26,67
Энтальпия воды за подогревателем, кДж/кг	1034,24	936,5	185,852	697,143	654,84	514,39	510,7	391,9	401,856	316,127	111,89
Использованный теплоперепад, кДж/кг	286,223	379,533	570,993	570,993	747,08	958,443	958,443	1134,723	1134,723	1245,633	1580,693

2.1.5 Определение предварительного расхода пара на турбину

Коэффициент недоиспользования мощности отопительных отборов:
для первого отбора:

$$y_{вс} = \frac{i_{вс} - i_k}{i_0 - i_k + q_{III}} = \frac{3008.09 - 2385.84}{3487.013 - 2385.84 + 479.52} = 0,394 \quad (2.23)$$

где: q_{III} - разность энтальпий пара до и после промперегрева.
для второго отбора:

$$y_{нс} = \frac{i_{нс} - i_k}{i_0 - i_k + q_{III}} = \frac{2831.81 - 2385.84}{3487.013 - 2385.84 + 479.52} = 0,282 \quad (2.24)$$

Принимая коэффициент регенерации $K_p = 1,193$ расход пара на турбину составит, кг/с:

$$D_T = K_p \cdot \left(\frac{W_3}{H_i \cdot \eta_{эм}} + y_{вс} \cdot D_{вс} + y_{нс} \cdot D_{нс} \right) =$$

$$= 1,2 \cdot \left(\frac{185000}{1580,693 \cdot 0,98} + 0,394 \cdot 40,2 + 0,282 \cdot 41,3 \right) = 175,261 \quad (2.25)$$

где: $H_i = 1580,693$ кДж/кг – теплоперепад срабатываемый турбиной, $\eta_{эм} = 0,98$ – электромеханический КПД, K_p – коэффициент регенерации.

2.1.6 Баланс пара и конденсата

Расход пара на эжектор принят 0,5 % от расхода пара на турбину, кг/с:

$$D_{эж} = 0,005 \cdot D_T = 0,005 \cdot 177,5 = 0,876 \quad (2.26)$$

Расход пара на уплотнение турбины, кг/с:

$$D_{упл} = 0,01 \cdot D_T = 0,01 \cdot 177,5 = 1,753 \quad (2.27)$$

Утечки пара и конденсата, кг/с:

$$D_{ут} = \frac{\alpha_{ум}}{100} \cdot D_T = \frac{1,1}{100} \cdot 177,5 = 1,928 \quad (2.28)$$

Расход пара на собственные нужды, кг/с:

$$D_{сн} = \frac{\alpha_{сн}^{мз} + \alpha_{сн}^{ко}}{100} \cdot D_T = \frac{1,2 + 1,2}{100} \cdot 177,5 = 4,206 \quad (2.29)$$

Расход перегретого пара, кг/с:

$$D_{пе} = D_T + D_{эж} + D_{упл} + D_{ут} + D_{сн} = 175,261 + 0,876 + 1,753 + 1,928 + 4,206 =$$

$$= 184,024 \quad (2.30)$$

Расход продувочной воды, кг/с:

$$G_{пр} = \frac{\alpha_{пр}}{100} \cdot D_{пе} = \frac{1,5}{100} \cdot 184,024 = 2,76 \quad (2.31)$$

Расход питательной воды с учетом продувки, кг/с:

$$G_{нв} = D_{не} + G_{нр} = 184.024 + 2,76 = 186.784 \quad (2.32)$$

2.1.7 Расчёт сепараторов непрерывной продувки

Расчетная схема расширителей непрерывной продувки представлена на рисунке 2.4.

Из уравнений материального и теплового баланса для первой ступени расширителя найдём количество вторичного пара, кг/с:

$$D'_{вт} = \frac{G_{нр} \cdot (\bar{t}_{нр} - \bar{t}'_{нр})}{r_1} = \frac{2,76 \cdot (1570,878 - 697,14)}{2065,61} = 1,168 \quad (2.33)$$

где: $\bar{t}_{нр} = 1570,878$ кДж/кг – энтальпия воды в барабане парогенератора при $P_6 = 14$ МПа; $\bar{t}'_{нр} = 697,14$ кДж/кг – энтальпия продувочной воды, сливаемой из первой ступени расширителя; $r_1 = 2065,61$ кДж/кг – теплота парообразования при давлении $P_d = 0,7$ МПа.

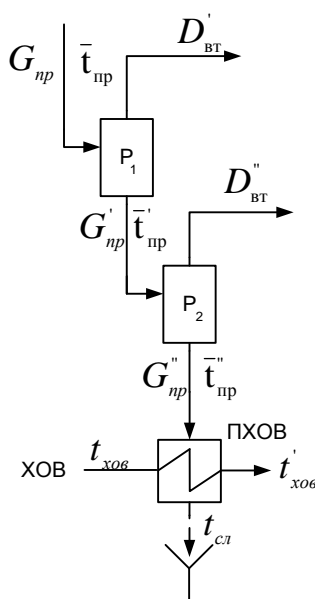


Рисунок 2.4 – Расчетная схема расширителей непрерывной продувки

Расход продувочной воды в расширитель второй ступени, кг/с:

$$G'_{нр} = G_{нр} - D'_{вт} = 2,76 - 1,168 = 1,593 \quad (2.34)$$

Из уравнений материального и теплового баланса для второй ступени расширителя найдём количество вторичного пара, кг/с:

$$D''_{\text{вт}} = \frac{G'_{\text{пр}} \cdot (\bar{t}'_{\text{пр}} - \bar{t}''_{\text{пр}})}{r_2} = \frac{1,593 \cdot (697,14 - 338,367)}{2306,008} = 0,25 \quad (2.35)$$

где: $\bar{t}'_{\text{пр}} = 697,14$ кДж/кг – энтальпия продувочной воды поступающая из первой ступени расширителя; $\bar{t}''_{\text{пр}} = 338,367$ кДж/кг – энтальпия продувочной воды, сливаемой из второй ступени расширителя; $r_2 = 2306,008$ кДж/кг – теплота парообразования при давлении $P_{\text{ПНД1}} = 0,049$ МПа (по тепловой схеме выпар из второй ступени направляется в отбор №7).

Количество воды, сливаемой в техническую канализацию, кг/с:

$$G''_{\text{пр}} = G'_{\text{пр}} - D''_{\text{вт}} = 1,593 - 0,25 = 1,345 \quad (2.36)$$

Количество химически очищенной воды, подаваемой в конденсатор, кг/с:

$$G_{\text{хов}} = G''_{\text{пр}} + D_{\text{ут}} + D_{\text{сн}} = 1,345 + 1,928 + 4,206 = 7,479 \quad (2.37)$$

Из уравнения подогревателя ПХОВ найдём температуру химически очищенной воды на выходе из подогревателя, °С:

$$t'_{\text{хов}} = t_{\text{хов}} + \frac{G''_{\text{пр}} \cdot (t''_{\text{пр}} - t_{\text{сл}})}{G_{\text{хов}}} = 30 + \frac{1,491 \cdot (80,814 - 60)}{7,678} = 33,743 \quad (2.38)$$

где: $t''_{\text{пр}} = 80,814$ °С – температура продувочной воды расширителя второй ступени, $t_{\text{сл}} = 60$ °С – температура продувочной воды сливаемая в тех. канализацию после подогревателя химически очищенной воды [2].

2.1.8 Расчёт регенеративной схемы (ПВД)

Расчетная схема ПВД представлена на рисунке 2.5

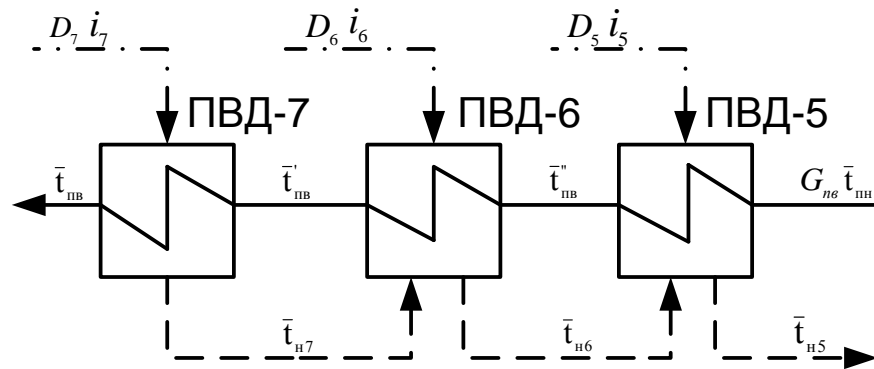


Рисунок 2.5 – Схема включения подогревателей высокого давления

Уравнение теплового баланса для ПВД-7:

$$D_7(i_7 - \bar{t}_{н7}) \cdot \eta = G_{пв}(\bar{t}_{пв} - \bar{t}_{пб}') \quad (2.39)$$

Расход пара на ПВД-7, кг/с:

$$D_7 = \frac{G_{пв}(\bar{t}_{пв} - \bar{t}_{пб}')}{(i_7 - \bar{t}_{н7}) \cdot \eta} = \frac{186.784(1034,243 - 936,496)}{(3200,79 - 1081,178) \cdot 0,98} = 8,789 \quad (2.40)$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-6:

$$(D_6(i_6 - \bar{t}_{н6}) + D_7(\bar{t}_{н7} - \bar{t}_{н6})) \cdot \eta = G_{пв}(\bar{t}_{пб}' - \bar{t}_{пб}'') \quad (2.41)$$

Расход пара на ПВД-6, кг/с:

$$D_6 = \frac{G_{пв}(\bar{t}_{пб}' - \bar{t}_{пб}'') - D_7(\bar{t}_{н7} - \bar{t}_{н6}) \cdot \eta}{(i_6 - \bar{t}_{н6}) \cdot \eta} = \frac{186.784 \cdot (936,496 - 777,976) - 8,789(1081,178 - 970,196) \cdot 0,98}{(3107,48 - 970,196) \cdot 0,98} = 13,68 \quad (2.42)$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-5:

$$(D_5(i_5 - \bar{t}_{н5}) + (D_6 + D_7) \cdot (\bar{t}_{н6} - \bar{t}_{н5})) \cdot \eta = G_{пв}(\bar{t}_{пб}'' - \bar{t}_{пн}) \quad (2.43)$$

Расход пара на ПВД-5, кг/с:

$$D_5 = \frac{G_{пв}(\bar{t}_{пб}'' - \bar{t}_{пн}) - (D_6 + D_7) \cdot (\bar{t}_{н6} - \bar{t}_{н5}) \cdot \eta}{(i_5 - \bar{t}_{н5}) \cdot \eta} =$$

$$= \frac{186,784 \cdot (777,976 - 722,052) - (13,68 + 8,789) \cdot (970,196 - 797,996) \cdot 0,98}{(3395,54 - 797,996) \cdot 0,98} = 2,614 \quad (2.44)$$

где: $\bar{t}_{\text{пн}}$ - энтальпия питательной воды на входе в ПВД-5, определим с учётом нагрева её в питательном насосе, кДж/кг:

$$\bar{t}_{\text{пн}} = h_{\text{д}} + \frac{\Delta P_{\text{пн}} \cdot V}{\eta_{\text{н}}} = 697,14 + \frac{(180 - 7) \cdot 10^2 \cdot 0,00108}{0,75} = 722,052 \quad (2.45)$$

где: $\Delta P_{\text{пн}}$ - перепад давления питательной воды в питательном насосе, МПа; $V = 0,00108 \text{ м}^3/\text{кг}$ - удельный объем питательной воды; $\eta_{\text{н}} = 0,75$ - КПД насоса.

2.1.9 Расчёт деаэратора

Схема потоков воды и пара представлена на рисунке 2.6.

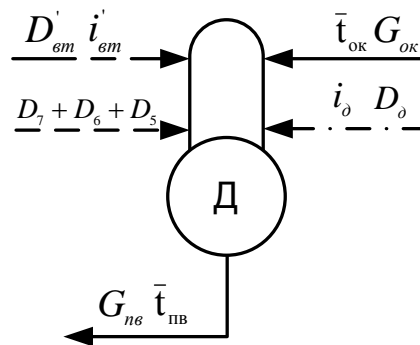


Рисунок 2.6 – Схема включения деаэратора

Уравнения материального баланса:

$$G_{\text{пв}} = (D_7 + D_6 + D_5) + D'_{\text{вт}} + D_{\text{д}} + G_{\text{ок}} \quad (2.46)$$

$$186,784 = (8,789 + 13,68 + 2,614) + 1,168 + D_{\text{д}} + G_{\text{ок}}$$

Уравнения теплового баланса:

$$G_{\text{пв}} \cdot \bar{t}_{\text{пв}} = (D_7 + D_6 + D_5) \cdot \bar{t}_{\text{н5}} + D'_{\text{вт}} \cdot i'_{\text{вт}} + D_{\text{д}} \cdot i_{\text{д}} + G_{\text{ок}} \cdot \bar{t}_{\text{ок}} \quad (2.47)$$

$$188,638 \cdot 697,14 = (8,877 + 13,816 + 2,64) \cdot 797,996 + 1,179 \cdot 2762,75 +$$

$$+ D_{\text{д}} \cdot 3395,54 + G_{\text{ок}} \cdot 654,837$$

Решив систему уравнений получим, кг/с:

$$D_{\text{д}} = 0,675$$

[illegible]
$$D_4(\mathbf{i}_4 - \bar{\mathbf{t}}_4) \cdot \boldsymbol{\eta} = G_{OK}(\bar{\mathbf{t}}_{\text{HHH4}}'' - \bar{\mathbf{t}}_{\text{HHH4}}') \quad (2.48)$$
$$D_4 = \frac{G_{OK}(\bar{t}_{\text{пнд4}}'' - \bar{t}_{\text{пнд4}}')}{(i_4 - \bar{t}_{\text{нд4}}) \cdot \eta} = \frac{159,858 \cdot (654,837 - 514,388)}{(3219,45 - 677,464) \cdot 0,98} = 9,013 \quad (2.49)$$
$$\left(\mathbf{D}_3 \cdot (\mathbf{i}_3 - \bar{\mathbf{t}}_{\text{H3}}) + \mathbf{D}_4 \cdot (\bar{\mathbf{t}}_{\text{H4}} - \bar{\mathbf{t}}_{\text{H3}}) \right) \cdot \boldsymbol{\eta} = \mathbf{G}_{\text{OK}} \cdot (\bar{\mathbf{t}}_{\text{HHL3}}'' - \bar{\mathbf{t}}_{\text{cm1}}) \quad (2.50)$$

$$\mathbf{G}_{OK} = \mathbf{G}_{OK}' + \mathbf{G}_{HC} \quad (2.51)$$

$$\mathbf{G}_{OK} \cdot \bar{\mathbf{t}}_{CM} = \mathbf{G}'_{OK} \cdot \bar{\mathbf{t}}''_{PHL} + \mathbf{G}_{HC} \cdot \bar{\mathbf{t}}^H_{HC} \quad (2.52)$$

$$(D_3 \cdot (3395,54 - 797,996) + 9,013 \cdot (677,464 - 533,087)) \cdot 0,98 = 159.858 \cdot (514,388 - \bar{t}_{CM})$$

$$159.858 = G'_{OK} + 81.514$$

$$159.858 \cdot \bar{t}_{cm1} = G'_{ок} \cdot 391,893 + 110,42 \cdot 423.319$$

Решив данную систему получим:

$$D_3 = 6,892 \text{ кг/с};$$

$$G'_{ок} = 78,345 \text{ кг/с};$$

$$\bar{t}_{cm1} = 401,845 \text{ кДж/кг};$$

Уравнения теплового и материального баланса для ПНД-2, ТС-2 и ПНД-1:

$$(D_2 \cdot (i_2 - \bar{t}_{h2}) + (D_3 + D_4) \cdot (\bar{t}_{h3} - \bar{t}_{h2})) \cdot \eta = G'_{ок} \cdot (\bar{t}_{пнд2}'' - \bar{t}_{cm2}) \quad (2.53)$$

$$G'_{ок} = D''_к + (D_4 + D_3 + D_2 + D_1 + D''_{вт}) \quad (2.54)$$

$$G'_{ок} \cdot \bar{t}_{cm2} = D''_к \cdot \bar{t}_{пнд1}'' + (D_4 + D_3 + D_2 + D_1 + D''_{вт}) \cdot \bar{t}_{h1} \quad (2.55)$$

$$(D_1 \cdot (i_1 - \bar{t}_{h1}) + (D_4 + D_3 + D_2) \cdot (\bar{t}_{h2} - \bar{t}_{h1}) + D''_{вт} \cdot (i''_{вт} - \bar{t}_{h1})) \cdot \eta = D''_к \cdot (\bar{t}_{пнд1}'' - \bar{t}_{пнд1}) \quad (2.56)$$

$\bar{t}_{пнд1} = (t'_к + \Delta t_{оэ-оу}) \cdot 4,186 = (26,67 + 15) \cdot 4,186 = 174,431 \text{ кДж/кг}$ – энтальпия основного конденсата перед ПНД-1; $t'_к = 26,67 \text{ °C}$ – температура насыщения после конденсатора; $\Delta t_{оэ-оу} = 15 \text{ °C}$ – нагрев основного конденсата в охладителе эжекторов и охладителе уплотнений;

$$\begin{aligned} (D_2 \cdot (2831,81 - 409,06) + (6,892 + 9,013) \cdot (533,087 - 409,06)) \cdot 0,98 &= 78,345 \cdot (391,893 - \bar{t}_{cm2}) \\ 78,345 &= D''_к + (6,892 + 9,013 + D_2 + D_1 + 0,25) \\ 78,345 \cdot \bar{t}_{cm2} &= D''_к \cdot 316,131 + (6,892 + 9,013 + D_2 + D_1 + 0,25) \cdot 332,933 \\ (D_1 \cdot (2720,9 - 332,933) + (6,892 + 9,013 + D_2) \cdot (409,06 - 332,933) + 0,25 \cdot (2644,75 - 332,933)) \cdot 0,98 &= D''_к \cdot (391,893 - 316,131) \end{aligned}$$

Решив данную систему получим:

$$D_2 = 1,541 \text{ кг/с};$$

$$D_1 = 2,708 \text{ кг/с};$$

$$D''_к = 57,944 \text{ кг/с};$$

$$\bar{t}_{cm2} = 320,506 \text{ кДж/кг};$$

Расхода пара в конденсатор, кг/с:

$$D_K = D'_K - (D_{эж} + D_{ун} + D_{хов}) = 57.944 - (0,876 + 1,753 + 7,479) = 47.836 \quad (2.57)$$

Проверка баланса пара в турбине:

$$\begin{aligned} D_K &= D_T - (D_7 + D_6 + D_5 + D_{д} + D_4 + D_3 + D_2 + D_1 + D_{вс} + D_{нс}) = \\ &= 175,261 - (8,789 + 13,68 + 2,614 + 0,675 + 9,013 + 6,892 + 1,541 + 2,708 + \\ &+ 81,514) = 47,836 \end{aligned} \quad (2.58)$$

, что полностью совпадает с ранее найденным значением.

Проверка по мощности:

$$W = \left(\sum_{i=1}^n D_i^{орт} \cdot H_i^{орт} \right) \cdot \eta_{эм} \quad (2.58)$$

$$185000 = [8,789 \cdot 286,223 + 13,68 \cdot 379,533 + 3,289 \cdot 570,993 + 9,013 \cdot 747,08 + \\ + 47,098 \cdot 958,443 + 42,849 \cdot 1134,723 + 2,708 \cdot 1245,633 + 47,836 \cdot 1580,693] \cdot 0,98$$

$$185000 = 185285,772$$

Погрешность расчета составляет:

$$\delta = \left| \frac{W - W_p}{W} \right| \cdot 100\% = \left| \frac{185000 - 185285,772}{185000} \right| \cdot 100\% = 0,15\%, \quad (2.59)$$

что допустимо.

2.2 Расчёт технико-экономических показателей работы станции

Расход тепла на турбоустановку, кВт:

$$\begin{aligned} Q_{ту} &= D_T \cdot (i_0 - \bar{t}_{пв}) + D_{nm} \cdot (i''_{пп} - i'_{пп}) + D'_{вт} \cdot (i'_{вт} - \bar{t}_{пв}) + D''_{вт} \cdot (i''_{вт} - \bar{t}_{пв}) + G_{хов} \cdot (t_{хов} \cdot C_{с} - \bar{t}_{пв}) = \\ &= 175,261 \cdot (3487,013 - 1034,243) + (175,261 - 8,789 - 13,68) \cdot (3587 - 3107,48) + 1,168 \cdot (2762,75 - \\ &- 1034,243) + 0,25 \cdot (2644,75 - 1034,243) + 7,479 \cdot (33,743 \cdot 4,186 - 1034,243) = 498879,265 \end{aligned} \quad (2.61)$$

Затраченная теплота на сетевые подогреватели, кВт:

$$\begin{aligned} Q_T &= D_{вс} \cdot (i_{вс} - \bar{t}_{вс}^H) + D_{нс} \cdot (h_{нс} - \bar{t}_{нс}^H) = 40,206 \cdot (3008,09 - 533,589) + 41,308 \cdot (2831,81 - \\ &- 423,319) = 198979,471 \end{aligned} \quad (2.62)$$

Расход тепла турбоустановкой на производство электроэнергии, кВт:

$$Q_{\text{т}}^{\circ} = Q_{\text{т}} - Q_{\text{т}} = 498879.265 - 198979.471 = 299899.794 \quad (2.63)$$

Тепловая нагрузка котла, кВт:

$$Q_{\text{те}} = D_{\text{те}} \cdot (i_{\text{те}} - \bar{t}_{\text{пв}}) + D_{\text{пл}} \cdot (i_{\text{пл}} - i_{\text{пл}}) + D_{\text{прод}} \cdot (\bar{t}_{\text{прод}} - \bar{t}_{\text{пв}}) = 184.024 \cdot (3474,292 - 1034,243) + (175.261 - 8.789 - 13.68) \cdot (3587 - 3107,48) + 2.76 \cdot (1570,878 - 1034,243) = 523774.776 \quad (2.64)$$

где: $i_{\text{те}}$ - энтальпия перегретого пара кДж/кг, $i_{\text{те}} = 3474,292$

Полный расход условного топлива, кг/с

$$B = \frac{Q_{\text{те}}}{Q_{\text{н}}^{\text{п}} \cdot \eta_{\text{пр}}} = \frac{523774.776}{29310 \cdot 0,91} = 19.638 \quad (2.65)$$

Полный расход натурального топлива, кг/с

$$B = \frac{Q_{\text{те}}}{Q_{\text{н}}^{\text{п}} \cdot \eta_{\text{пр}}} = \frac{523774.776}{15660 \cdot 0,91} = 36.775 \quad (2.66)$$

Расход топлива на выработку электроэнергии, кг/с:

$$B_{\circ} = B \cdot K_{\circ} \cdot \frac{W_{\text{отп}}}{W - W_{\text{э}}^{\text{сн}}} \quad (2.67)$$

где: B – полный расход топлива, кг/с; K_{\circ} – коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии; $W_{\text{отп}}$ – отпущенная мощность, кВт; $W_{\text{э}}^{\text{сн}}$ – мощность собственных нужд, затраченная только на производство электроэнергии, кВт.

Принимая мощность собственных нужд блока 9 % [3], отпущенная мощность составляет, кВт:

$$W_{\text{отп}} = W_{\circ} - e_{\text{сн}} \cdot W = 185000 - 0,09 \cdot 185000 = 168350 \quad (2.68)$$

Мощность собственных нужд, затраченная только на производство электроэнергии, кВт:

$$W_{\text{э}}^{\text{CH}} = e_{\text{э}}^{\text{CH}} \cdot W = 0,05 \cdot 185000 = 9250 \quad (2.69)$$

где: $e_{\text{э}}^{\text{CH}} = 0,05$ доля электроэнергии, затраченная на производство электроэнергии [3].

Коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии:

$$K_{\text{э}} = \frac{Q_{\text{ты}}^{\text{э}} + \Delta Q_{\text{отб}}^{\text{э}} + Q_{\text{ты}}^{\text{CH}}}{Q_{\text{ты}}^{\text{э}} + \Delta Q_{\text{отб}}^{\text{э}} + Q_{\text{ты}}^{\text{CH}} + Q_{\text{ты}}^{\text{T}}} \quad (2.70)$$

где: $\Delta Q_{\text{отб}}^{\text{э}}$ – увеличение расхода тепла на производство электроэнергии за счет отборов пара, кВт.

$$\begin{aligned} \Delta Q_{\text{отб}}^{\text{э}} &= [Q_{\text{вс}} \cdot (1 - \xi_{\text{вс}}) + Q_{\text{нс}} \cdot (1 - \xi_{\text{нс}})] \cdot \frac{Q_{\text{T}}^{\text{отб}}}{Q_{\text{ты}}^{\text{T}}} = \\ &= [97500 \cdot (1 - 0,489) + 97500 \cdot (1 - 0,363)] \cdot 1 = 111902,438 \end{aligned} \quad (2.71)$$

Коэффициенты ценности тепла:

$$\begin{aligned} \xi_{\text{вс}} &= \frac{i_{\text{вс}} - i_{\text{к}}}{i_0 - i_{\text{к}} + \Delta i_{\text{nn}}} \cdot \left(1 + K \cdot \frac{i_0 + \Delta i_{\text{nn}} - i_{\text{вс}}}{i_0 + \Delta i_{\text{nn}} - i_{\text{к}}} \right) = \\ &= \frac{3008,09 - 2385,84}{3487,013 - 2385,84 + (3587 - 3107,48)} \cdot \left(1 + 0,4 \cdot \frac{3487,013 + (3587 - 3107,48) - 3008,09}{3487,013 + (3587 - 3107,48) - 2385,84} \right) = 0,489 \end{aligned} \quad (2.72)$$

$$\begin{aligned} \xi_{\text{нс}} &= \frac{i_{\text{нс}} - i_{\text{к}}}{i_0 - i_{\text{к}} + \Delta i_{\text{nn}}} \cdot \left(1 + K \cdot \frac{i_0 + \Delta i_{\text{nn}} - i_{\text{нс}}}{i_0 + \Delta i_{\text{nn}} - i_{\text{к}}} \right) = \\ &= \frac{2831,81 - 2385,84}{3487,013 - 2385,84 + (3587 - 3107,48)} \cdot \left(1 + 0,4 \cdot \frac{3487,013 + (3587 - 3107,48) - 2831,81}{3487,013 + (3587 - 3107,48) - 2385,84} \right) = 0,363 \end{aligned} \quad (2.73)$$

Расход тепла на собственные нужды турбоагрегата, кВт:

$$Q_{\text{ты}}^{\text{CH}} = 0,05 \cdot Q_{\text{ты}} = 0,05 \cdot 498879,265 = 24943,963 \quad (2.74)$$

Коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии:

$$K_9 = \frac{299899.794 + 111902.438 + 24943.963}{299899.794 + 111902.438 + 24943.963 + 198979.471} = 0,687 \quad (2.75)$$

Расход условного топлива на выработку электроэнергии, кг/с:

$$B_9 = B \cdot K_9 \cdot \frac{W_{отп}}{W - W_{33}^{ch}} = 19.638 \cdot 0,687 \cdot \frac{168350}{185000 - 9250} = 12,923 \quad (2.76)$$

Расход условного топлива пиковыми водогрейными котлами, кг/с:

$$B_{пвк} = \frac{Q_{пвк}}{Q_H^p \cdot \eta_{пг}} = \frac{105000}{29310 \cdot 0,87} = 4.118 \quad (2.77)$$

Расход условного топлива на выработку тепла, кг/с:

$$B_T = B - B_9 + B_{пвк} = 19.638 - 12,923 + 4.118 = 10.832 \quad (2.78)$$

Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, кг/кВт·ч:

$$b_9 = \frac{B_9}{W_{отп}} \cdot 3600 = \frac{12,923}{168350} \cdot 3600 = 0,276 \quad (2.79)$$

Удельный расход условного топлива на выработку тепла, кг/ГДж:

$$b_T = \frac{B_T}{Q_{от}^{max}} \cdot 10^6 = \frac{16}{300000} \cdot 10^6 = 36,107 \quad (2.80)$$

Удельный расход условного топлива на выработку тепла блоком (без ПВК), кг/ГДж:

$$b_T = \frac{B - B_9}{Q_{от}^{max}} \cdot 10^6 = \frac{19.638 - 12,923}{195000} \cdot 10^6 = 34.433 \quad (2.81)$$

Расход натурального топлива на выработку электроэнергии, кг/с:

$$B_3 = B \cdot K_3 \cdot \frac{W_{отп}}{W - W_{33}^{ch}} = 36.755 \cdot 0,687 \cdot \frac{168350}{185000 - 9250} = 24.187 \quad (2.82)$$

Расход натурального топлива пиковыми водогрейными котлами, кг/с:

$$B_{пвк} = \frac{Q_{пвк}}{Q_H^p \cdot \eta_{пг}} = \frac{105000}{15660 \cdot 0,87} = 7.707 \quad (2.83)$$

Расход натурального топлива на выработку тепла, кг/с:

$$B_T = B - B_3 + B_{пвк} = 36.755 - 24.187 + 7.707 = 20.274 \quad (2.84)$$

Удельный расход натурального топлива на выработку электроэнергии, кг/кВт·ч:

$$b_3 = \frac{B_3}{W_{отп}} \cdot 3600 = \frac{24.187}{168350} \cdot 3600 = 0,517 \quad (2.85)$$

Удельный расход натурального топлива на выработку тепла, кг/ГДж:

$$b_T = \frac{B_T}{Q_{от}^{max}} \cdot 10^6 = \frac{20.274}{300000} \cdot 10^6 = 67.58 \quad (2.86)$$

Удельный расход натурального топлива на выработку тепла блоком (без ПВК), кг/ГДж:

$$b_T = \frac{B - B_3}{Q_{от}^{турб}} \cdot 10^6 = \frac{36.755 - 24.187}{195000} \cdot 10^6 = 64.447 \quad (2.87)$$

2.3 Выбор основного и вспомогательного оборудования

По выполненным расчетам ПТС турбины Т-185/220-130 произведем выбор основного и вспомогательного оборудования. К основному оборудованию относятся:

Турбоагрегат Т-185/220-130, производство ОАО «Силовые машины», филиал ЛМЗ, номинальной электрической мощностью 185 МВт, максимальной 220 МВт. Турбина имеет 7 нерегулируемых отборов на регенерацию. Имеется 2 регулируемых отопительных отбора. С турбиной предусматривается установка генератора типа ТЗФП-220-УЗ, производства ОАО «Силовые машины», филиал

«Электросила», г. Санкт-Петербург. Мощность генератора 220 МВт, воздушное охлаждение, напряжение 15,75 кВ

Котельный агрегат Еп-670-13,8-540 БТ, производства ООО «Сибэнергомаш-БКЗ», г. Барнаул. Котел барабанный, с естественной циркуляцией и промперегревом, предназначен для сжигания бурых углей, имеет твердое шлакоудаление. Номинальная паропроизводительность 670 т/ч. Котел имеет П-образную компоновку с трубчатым воздухоподогревателем, уравновешенной тягой, в газоплотном исполнении. Расположение горелок трехярусное.

Стены топочной камеры экранированы цельносварными панелями из гладких труб диаметром 60х6 мм с шагом 80 мм и вваренной полосы, выполненной из стали марки 20.

Для улучшения аэродинамических свойств топки в верхней части имеется выступ в сторону топки.

Для сушки топлива предусмотрен отбор горячих газов в верхней части топки, через шесть патрубков. Для регулирования температуры сушильного агента к патрубкам подводятся холодные газы от короба уходящих газов за электрофильтрами.

Котел снабжен всей необходимой арматурой, устройствами для отбора проб пара и воды, а также контрольно-измерительными приборами. Процессы питания котла, регулирования температуры перегретого пара и горения автоматизированы. Предусмотрены блокировка и средства защиты технологических процессов.

К вспомогательному оборудованию относятся:

2.3.1 Регенеративные подогреватели

Подогреватель высокого давления выбираем по заводским данным [5], так чтобы их характеристики удовлетворяли значениям, полученным в ходе расчета ПТС.

ПВД-7 : ПВ-775-265-45, где 775 – площадь поверхности теплообмена , м^2 ; 265 максимальное давление в трубной системе , бар; 45 максимальное давление в корпусе, бар.

ПВД-6 : ПВ-700-265-31.

ПВД-5 : ПВ-700-265-13.

Подогреватели низкого давления [5]:

ПНД-4: ПН-400-26-7- V_m

ПНД-3: ПН-400-26-7-II

ПНД-2: ПН-400-26-7-II

ПНД-1: ПН-400-26-7-II

2.3.2 Деаэратор

По найденному расходу питательной воды выбираем деаэратор смешивающего типа повышенного давления ДСВ-800 [5] с характеристиками: давление 7 бар; производительностью – 800 т/ч.

2.3.3 Сетевые подогреватели

Подогреватели сетевой воды выбираем по расчетному пропуску воды и давлению пара в корпусе.

Расчетный пропуск сетевой воды $G_{св}=895,843$ кг/с. Выбираем 2 подогревателя ПСВ-500-14-23 [5] с характеристиками: площадь поверхности теплообмена – 500 м²; расчетный пропуск воды – 1600 т/ч; рабочее давление пара – 6,9 бар; рабочее давление воды в трубной системе – 22,6 бар; вес без воды – 16,032 т.

2.3.4 Выбор питательных насосов

Для блочных электростанций производительность питательных насосов выбирают по расходу питательной воды на блок с запасом 5-8% [3], т/ч:

$$186,724 \cdot 3,6 \cdot 1,06 = 712,54 \quad (2.88)$$

Напор питательного насоса принимается на 30-50% [3] больше, чем номинальное давление пара перед турбиной, м:

$$H = P \cdot 1.3 \cdot 10 \quad (2.89)$$
$$127,5 \cdot 1.3 \cdot 10 = 1657,5$$

Выбираем питательный насос с электроприводом ПЭ-720-185/200 [5] с характеристикой:

- Производительность – 720 т/ч
- Напор – 1962 м
- Частота вращения 2900 об/мин
- КПД – 77 %
- Мощность привода ПЭН – 5 МВт

2.3.5 Выбор конденсатных насосов

Конденсатные насосы устанавливают в количестве 2-3 на турбину, при двух – каждый на 100 %-ную производительность, а при трех – на 50 %-ную [3]. За расчетную производительность принимают расход конденсата в летний период, т/ч:

$$G = D_{\kappa} \cdot 3.6 = 47.836 \cdot 3.6 = 172.2 \quad (2.90)$$

Принимаем напор конденсатных насосов в пределах 50-150 м. вод.ст. Выбираем 2 конденсатных насоса КсВ 200-130 с характеристиками [5]:

- Производительность – 200 м³/ч
- Напор – 130 м.вод.ст.
- Частота вращения 3000 об/мин
- Мощность – 132 кВт
- КПД – 65 %

2.3.6 Выбор циркуляционных насосов

Примем температуру охлаждающей воды конденсатора 12 °С [5].

Величина недогрева в конденсаторе составляет 10 °С [3], тогда при температуре насыщения в конденсаторе, равной 26,67 °С, температуру воды на выходе из конденсатора примем равной 16,67 °С.

$$G_{\kappa} = \frac{Q}{4.186 \cdot \Delta t} = \frac{D_{\pi} \cdot L}{4.186 \cdot \Delta t} \quad (2.91)$$

где: L – теплота парообразования при давлении в конденсаторе, D_{π} – расход пара в конденсатор.

$$G_{\kappa} = \frac{47,836 \cdot 2437,2}{4.186 \cdot 4,67} = 5290 \text{ кг/с}$$

Переведем в м³/с:

$$G_{\kappa} = 19044 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Выбираем 2 насоса типа ОПЗ-87 с характеристиками [5]:

- Производительность – 9000-13680 м³/ч
- Напор – 15-22,4 м вод.ст.
- Частота вращения 730 об/мин
- Потребляемая мощность – 200-400 кВт
- КПД – 90 %

2.3.7 Выбор сетевых насосов

Выбор производится по производительности и напору. Сетевые насосы устанавливаются в количестве двух на турбину, рассчитывая их на 50 %-ную производительность [5].

Производительность сетевого насоса, м³/ч:

$$G = \frac{G_{св}}{2} \cdot 3.6 = \frac{895.843}{2} \cdot 3.6 = 1612.517 \quad (2.92)$$

Выбираем 2 сетевых насоса СЭ-1700-180 с характеристиками [5]:

- Производительность – 2500 м³/ч
- Напор – 100 м вод.ст.
- Частота вращения 1500 об/мин
- Потребляемая мощность – 630 кВт
- КПД – 84 %

2.3.8 Дутьевые вентиляторы и дымососы

Теоретический объем воздуха, м³/кг:

$$\begin{aligned} V_B^0 &= 0.0889 \cdot (C^P + 0.375 S^P) + 0.265 \cdot H^P - 0.0333 \cdot O^P = \\ &= 0.0889(44,2 + 0.375 \cdot 0.2) + 0,265 \cdot 3,1 - 0,0333 \cdot 14,4 = 4,278 \end{aligned} \quad (2.93)$$

Теоретический объем азота, Нм³/кг:

$$V_{N_2}^0 = 0.79 \cdot V_B^0 + 0.8 \cdot \frac{N^P}{100} = 0.79 \cdot 4.278 + 0.8 \cdot \frac{0.4}{100} = 3.38 \quad (2.94)$$

Теоретический объем трехатомных газов, м³/кг:

$$V_{RO_2}^0 = 1.866 \cdot \frac{C^P + 0.375 \cdot S^P}{100} = 1.866 \cdot \frac{44,2 + 0.375 \cdot 0.2}{100} = 0.826 \quad (2.95)$$

Теоретический объем водяных паров, м³/кг:

$$\begin{aligned} V_{H_2O}^0 &= 0,111 \cdot H^P + 0,0124 \cdot W^P + 0,0161 \cdot V_B^0 = \\ &= 0,111 \cdot 3,1 + 0,0124 \cdot 33 + 0,0161 \cdot 4,278 = 0,8222 \end{aligned} \quad (2.96)$$

Теоретический объем продуктов сгорания, м³/кг:

$$V^2 = V_{H_2O}^0 + V_{RO_2}^0 + V_{N_2}^0 = 0,8222 + 0,826 + 3,38 = 5,029 \quad (2.97)$$

Производительность дутьевого вентилятора определяется по формуле, м³/с:

$$\begin{aligned} V_{ген} &= 1,05 \cdot B \cdot V_{\epsilon}^0 \cdot (\alpha_m - \Delta\alpha_m - \Delta\alpha_{nn} + \Delta\alpha_{\epsilonзп}) \cdot \frac{t_{хв} + 273}{273} = \\ &= 1,05 \cdot 36,775 \cdot 4,278 \cdot (1,2 - 0,08 - 0 + 0,05) \cdot \frac{30 + 273}{273} = 223,92 \end{aligned} \quad (2.98)$$

где: α_m - коэффициент избытка воздуха в топке, принимаем равным 1.2 [4];
 $\Delta\alpha_m$ - присос воздуха в топке, принимаем равным 0.08 [4];
 $\Delta\alpha_{nn}$ - присос воздуха в системе пылеприготовлении принимаем равным 0 [4];

$\Delta\alpha_{\epsilonзп}$ - относительная утечка воздуха в ВЗП принимаем равным 0.05 [4];

$t_{хв}$ - температура холодного воздуха $t_{хв} = 30$.

Переведем в тыс. м³/час:

$$223,92 \cdot 3,6 = 806,112 \quad (2.99)$$

Принимаем суммарный перепад давления по воздушному тракту $H_{пот} = 4$ кПа [4]. Тогда расчетный напор дутьевого вентилятора, кПа:

$$H = 1,1 \cdot H_{ном} = 1,1 \cdot 4 = 4,4 \quad (2.100)$$

Выбираем 2 дутьевых вентилятора типа ВДН-28-Пу с характеристиками [4]:

- Производительность – 430/345 тыс. м³/ч;
- КПД – 85 %;
- Частота вращения - 740/590 об/мин;

- Мощность – 1000/500 кВт;

Расчетная производительность дымососа, м³/с:

$$V_{\partial} = B \cdot (V^{\circ} + (\alpha_{\partial} - 1) \cdot V_{\partial}^0 \cdot \frac{t_{\partial} + 273}{273}) = \quad (2.101)$$

$$= 36.775 \cdot (5,029 + (1.5 - 1) \cdot 4.278 \cdot \frac{160 + 273}{273}) = 323,29$$

Переведем в тыс. м³/час:

$$323,29 \cdot 3,6 = 1163,844 \quad (2.102)$$

Принимаем суммарный перепад давления по газовому тракту $H_{\text{пот}}=3$ кПа [4]. Тогда расчетный напор дымососа, кПа:

$$H = 1.1 \cdot H_{\text{ном}} = 1.1 \cdot 3 = 3.3 \quad (2.103)$$

Выбираем 2 дымососа типа Д-25х2-ШБ с характеристиками [4]:

- Производительность – 650 тыс. м³/ч;
- КПД – 68 %;
- Частота вращения - 585 об/мин;
- Мощность – 1290 кВт;

3 Общая часть

3.1 Генеральный план

Генеральный план – план размещения на выбранной производственной площадке электростанции, ее основных и вспомогательных сооружений. Генеральный план электростанции включает следующие производственные и подсобные здания и сооружения: главный корпус внутри которого размещается турбинное и котельное отделения, помещения для деаэраторов, щиты управления, оборудование пылеприготовления, бункера угля и пыли; топливоподача, состоящая из разгрузочного устройства, дробильного помещения, эстакад для ленточных транспортеров; склады топлива; распределительное устройство генераторного напряжения, повышающие трансформаторы и распределительные устройства, обычного открытого типа; дымовые трубы; химводоочистка; система технического водоснабжения; система золо и шлакоудаления с золоотвалами; мазутное хозяйство; здания и

сооружения подсобного назначения: мастерские, склады, гараж, пожарная охрана, а также железнодорожные пути, автомобильные дороги, устройства водоснабжения, канализации.

Все здания и сооружения размещаются, как правило, в пределах основной ограды электростанции. Вне основной ограды размещаются золоотвалы, а также ряд других сооружений.

Генпланы ТЭЦ имеют обычно следующие отличительные особенности: наличие закрытого электрического распределительного устройства генераторного напряжения; вывод электроэнергии не только воздушными линиями электропередачи, но и подземными электрическими кабелями генераторного напряжения.

Площадь участка в ограде действующей современной пылеугольной ТЭЦ мощностью 185 МВт составляет 20 га.

3.2 Компоновка главного корпуса

Главным корпусом электростанции называют главное ее здание, в котором размещают основное и связанное с ним вспомогательное оборудование. В главный корпус подается топливо, подлежащее использованию, вода для охлаждения отработавшего пара турбоагрегатов и для других целей. Из главного корпуса отводится охлаждающая вода после конденсаторов, дымовые газы котла, выводится конечная продукция – электрическая энергия и тепловая энергия с паром и горячей водой. Под компоновкой главного корпуса электростанции понимают взаимное размещение оборудования и строительных конструкций. При выборе компоновки главного корпуса основным является принцип размещения оборудования в соответствии с последовательностью технологического процесса.

Главный корпус выполнен по серийному проекту 67-68. Этот проект разработан для установки теплофикационных турбин разного типа. Машинный зал выполняется с подвалом. В машинном отделении устанавливаются два мостовых крана грузоподъемностью по 125/20 т, и два в котельном — по 50/10 т.

3.3 Проектирование топливного хозяйства

В качестве топлива на ТЭЦ по заданию используется бурый уголь Б2 Березовского месторождения со следующими характеристиками [4].

Таблица 3.1 - Характеристика Березовского угля

W ^p , %	A ^p , %	S ^p _{к+ор} , %	C ^p , %	H ^p , %	N ^p , %	O ^p , %	Q _н ^p , кДж/кг	V ^г , %
33	4,7	0,2	44,2	3,1	0,4	14,4	15660	48

3.3.1 Определение расхода топлива на ТЭС

Расчетный расход топлива на работу парогенератора определяется из следующего соотношения, кг/с:

$$B = \frac{G_{ne} \cdot (i_0 - \bar{t}_{ne}) + D_{nn} \cdot (\bar{i}_{nn} - \bar{i}_{nn}) + G_{np} \cdot (\bar{t}_{np} - \bar{t}_{ne})}{Q_n^p \cdot \eta_{nz}^{6p}} = \quad (3.1)$$

$$\frac{175.261 \cdot (3487.013 - 1034.243) + (175.261 - 8.789 - 13.68) \cdot (3587 - 3107.48) + 2.76 \cdot (1570.878 - 1034.243)}{15660 \cdot 0.91} =$$

$$= 36.775$$

3.4 Выбор механизмов системы пылеприготовления

Для сжигания Березовского бурого угля применяем схему пылеприготовления с прямым вдуванием с молотковыми мельницами. Устанавливаем четыре мельницы на котел [4].

Расчетная производительность мельницы, т/ч:

$$B_m = \frac{1.8 \cdot B}{n \cdot K_{ло}} = \frac{1.8 \cdot 36.775 \cdot 3.6}{4 \cdot 1.3} = 47,83 \quad (3.2)$$

где: n - количество мельниц на котле;

$K_{ло}$ - коэффициент размолоспособности [4].

Мельница тангенциальная ММТ 2000/2200/735 имеет следующие характеристики [4]:

- Производительность – 55,3 т/ч;
- Частота вращения – 735 об/мин.

3.5 Золоулавливание

Золоулавливание, процесс очистки дымовых газов от летучей золы. Осуществляется механическими или электрическими аппаратами — золоуловителями. В сухих механических золоуловителях (блоках циклонов, батарейных циклонах и жалюзийных золоуловителях). Золоулавливание происходит в результате действия центробежных сил при

изменении направления движения газов. В мокрых механических золоуловителях (скрубберах) увеличение степени очистки достигается путём впрыскивания в поток газов воды, распылённой с помощью оросительных сопел, и смывания уловленной золы водяной плёнкой. В электрофильтрах используют силы притяжения отрицательно заряженных пылинок к положительно заряженным осадительным электродам. Наилучшая степень очистки (до 99%) достигается при последовательной установке механических золоуловителей и электрофильтров.

Улавливание твердых частиц из потока дымовых газов на проектируемом блоке осуществляется электрофильтром ЭГАВ1-30-12-6-3.

Таблица 3.2 – Характеристики электрофильтра [6]

Тип	ЭГАВ1-30-12-6-3
Максимальная температура в эл. Фильтре, °С	300
Максимальное разряжение в электрофильтре, кПа	5
Проектные параметры золоулавливающей установки:	
Температура газов перед электрофильтром, °С	135
Входная запыленность дымовых газов	90 г/м ³
Выходная запыленность дымовых газов	0,1 г/м ³
Степень очистки дымовых газов	99 %
Максимальный объем дымовых газов на входе	1350 тыс. м ³ /час
Аэродинамическое сопротивление э/ф	15 – 20 кг/м ²
Количество электрофильтров на один энергоблок	1

Расход летучей золы на входе в фильтр определяются по формуле, кг/ч:

$$M_{зол}^{ex} = 0.01 \cdot B \cdot a_{yn} \cdot A^p + 0.01 \cdot B \cdot q_4 \cdot \frac{Q_n^p}{32700} = \quad (3.3)$$

$$= 0.01 \cdot 36.775 \cdot 3600 \cdot 0.95 \cdot 4,7 + 0.01 \cdot 36.775 \cdot 3600 \cdot 0.5 \cdot \frac{15660}{32700} = 6501,4$$

где: $a_{yn} = 0.95$ – доля золы, уносимая газами [4];

A^p – зольность топлива, %;

$q_4 = 0.5$ % потеря с механическим недожогом [4].

Расход летучей золы в дымовую трубу, кг/ч:

$$M_{зол}^{вых} = M_{зол}^{ex} \cdot \frac{100 - \eta_{zy}}{100} = 6501,4 \cdot \frac{100 - 99}{100} = 65,01 \quad (3.4)$$

где: η_{zy} – КПД золоуловителя.

3.6 Водоснабжение

Водоснабжение тепловой электростанции может быть прямоточным, обратным или смешанным. При прямоточном водоснабжении отработавшая теплая вода сбрасывается в реку, водохранилище, озеро или море на таком расстоянии от водоприемного сооружения, чтобы исключить возможность попадания в него теплой воды. Наиболее выгодной системой обратного водоснабжения для электростанции является система с водохранилищем-охладителем. Однако возрастающая ценность земельных участков и повышение экологических требований все чаще приводит к необходимости применения для охлаждения воды на ТЭС градирен. В таких случаях может быть применена система воздушной конденсации с радиаторными охладителями (сухими градирнями) или схема с мокрыми градирнями.

Применяем обратное водоснабжение ТЭЦ, с современными оросительными градирнями, со сниженным уносом капельной влаги, что позволит снизить влияние на экологию.

Рассчитаем расход воды, необходимой для охлаждения и конденсации:

Определим расход воды на маслоохладители. Потери в подшипниках примем равными 1% [3], м³/час:

$$G_{\text{охл.м.}} = \frac{0,01 \cdot N_{\text{уст}}}{c_{\text{в}} \cdot \Delta t} = \frac{0,01 \cdot 185}{4,186 \cdot (30 - 12)} = 26,54 \frac{\text{кг}}{\text{с}} = 95,55 \quad (3.5)$$

где: $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность, МВт;

$c_{\text{в}}$ – теплоемкость воды, кДж/(кг·К);

Δt – разность температур воды на выходе и входе, К.

Расход воды на охлаждение подшипников также составит, м³/час:

$$G_{\text{охл.подш.}} = 95,55$$

Максимальный расход охлаждающей воды для конденсатора 180-КЦС, устанавливаемого с турбиной Т-185/220-130, согласно заводским данным составляет 22000 м³/час. Таким образом, устанавливаем 25 блоков градирни GK59, номинальный расход охлаждающей воды через каждый составляет 900 м³/час. В таблице 3.3 приведены характеристики градирни типа GK59.

Таблица 3.3 - Технические параметры блока градирни GK59

Показатель	Ед. изм.	GK59
Площадь	м ²	31,4
Мощность охлаждения	кВт	5000-15200
Расход воды	м ³ /час	500-900
Объём воздуха	м ³ /с	104
Вес	кг	4100

4 Охрана окружающей среды

4.1 Воздействие ТЭЦ на окружающую среду

Пылеугольная тепловая электрическая станция вносит существенный вклад в экологическую обстановку, ведь она влияет на окружающую среду сразу по нескольким факторам. Во-первых, при сжигании твердого топлива образуются продукты сгорания, в которых содержатся: летучая зола, частички несгоревшего топлива, сернистый и серный ангидриды, оксиды азота а так же большое количество углекислого газа. Наиболее высокую биологическую опасность имеет диоксид азота, он оказывает сильное раздражающее действие на слизистую оболочку глаз и дыхательные пути. Окись серы, попадающая с выбросами в атмосферу, наносит большой ущерб животному и растительному миру, она разрушает хлорофилл, имеющийся в растениях, повреждает листья и хвою. Окись углерода, попадая в организм человека и животных, соединяется с гемоглобином крови, в результате чего в организме возникает недостаток кислорода, и, как следствие, происходят различные нарушения нервной системы. Оксид азота снижает прозрачность атмосферы и способствует образованию смога. Находящийся в золе пентаксид ванадия отличается своей сильной токсичностью, при попадании в дыхательные пути человека и животных, он вызывает сильное раздражение, нарушает деятельность нервной системы, кровообращение и обмен веществ. Бензапирен может вызывать различные онкологические болезни.

Еще одна существенная проблема пылеугольных станций это золоотвалы, представляющие собой, как правило, огромные территории, являющиеся источниками повышенной радиоактивности, очагами скопления тяжелых металлов, которые проникают в грунтовые воды, а так же разносятся с поверхности золоотвала ветрами. Проникая в организм, в течение короткого периода времени они способны вызвать острые отравления. При

долговременном воздействии в малых дозах такие вещества, как мышьяк, хром и никель могут проявлять свои канцерогенные качества.

Еще одним фактором влияния является тепловое загрязнение водоемов, при использовании прямоточной системы водоснабжения, это меняет кислотный баланс водоема, а так же в него могут попадать различные технические жидкости. Сточные воды, зараженные при химических отмыках оборудования, так же могут попадать в грунтовые воды и разноситься на значительное расстояние.

Учитывая всю опасность экологического загрязнения, тепловая электрическая станция должна проектироваться с максимальным соблюдением экологических требований и внедрением современных технологий, призванных снизить ее негативное влияние на природу и человека.

4.2 Расчет выбросов вредных веществ и выбор дымовой трубы

4.2.1 Расчет выбросов вредных веществ

Таблица 4.1 - Состав Березовского угля

W^p , %	A^p , %	$S^p_{к+ор}$, %	C^p , %	H^p , %	N^p , %	O^p , %	Q_H^p , кДж/кг	V^r , %
33	4,7	0,2	44,2	3,1	0,4	14,4	15660	48

Теоретический объем воздуха, m^3/kg :

$$V_B^0 = 0.0889 \cdot (C^p + 0.375S^p) + 0.265 \cdot H^p - 0.0333 \cdot O^p = 0.0889(44,2 + 0.375 \cdot 0.2) + 0,265 \cdot 3,1 - 0,0333 \cdot 14,4 = 4,278 \quad (4.1)$$

Теоретический объем азота, Nm^3/kg :

$$V_{N_2}^0 = 0.79 \cdot V_B^0 + 0.8 \cdot \frac{N^p}{100} = 0.79 \cdot 4.278 + 0.8 \cdot \frac{0.4}{100} = 3.38 \quad (4.2)$$

Теоретический объем трехатомных газов, m^3/kg :

$$V_{RO_2}^0 = 1.866 \cdot \frac{C^p + 0.375 \cdot S^p}{100} = 1.866 \cdot \frac{44,2 + 0.375 \cdot 0.2}{100} = 0.826 \quad (4.3)$$

Теоретический объем водяных паров, m^3/kg :

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot H^P + 0,0124 \cdot W^P + 0,0161 \cdot V_B^0 =$$

$$= 0,111 \cdot 3,1 + 0,0124 \cdot 33 + 0,0161 \cdot 4,278 = 0,8222 \quad (4.4)$$

Теоретический объем продуктов сгорания, м³/кг:

$$V^2 = V_{H_2O}^0 + V_{RO_2}^0 + V_{N_2}^0 = 0,8222 + 0,826 + 3,38 = 5,029 \quad (4.5)$$

Выбросы оксидов серы, г/с:

$$M_{SO_2} = 20 \cdot S^P \cdot B(1 - \eta')(1 - \eta''), \quad (4.6)$$

где: η' - коэффициент, характеризующий долю оксидов серы, связанных летучей золой, принимаем 0,5[7];

η'' - доля оксидов серы, улавливаемая в золоуловителе.

$$M_{SO_2} = 20 \cdot 0,2 \cdot 36,775(1 - 0,5)(1 - 0) = 73,55 \text{ г/с}$$

Выбросы оксидов азота:

$$k_{NO_x} = k_{NO_x}^{\text{топ}} + k_{NO_x}^{\text{возд}}, \quad (4.7)$$

где: $k_{NO_x}^{\text{топ}}$ – топливные оксиды азота, г/МДж;

$k_{NO_x}^{\text{возд}}$ – воздушные оксиды азота, г/МДж.

$$k_{NO_x}^{\text{топ}} = 0,7 \cdot N_T \cdot \beta_{\alpha\Gamma} \cdot \beta_{\alpha 1} \cdot \beta_R \cdot \beta_{\theta} \cdot \beta_{\text{см}}, \quad (4.8)$$

$$N_T = 10 \frac{N^P}{Q_H^P} = 10 \frac{0,4}{15,66} = 0,25 \text{ г/МДж} \quad (4.9)$$

$$\beta_{\alpha\Gamma} = (0,53 \cdot \alpha_{\Gamma} + 0,12)^2 = (0,53 \cdot 1,1 + 0,12)^2 = 0,494 \quad (4.10)$$

$$\beta_{\alpha 1} = 1,73 \cdot \alpha_1 + 0,48 = 1,73 \cdot 0,55 + 0,48 = 1,431 \quad (4.11)$$

$$\beta_R = 1 - 0,016\sqrt{R} = 1 - 0,016\sqrt{15} = 0,938 \quad (4.12)$$

$$\beta_{\theta} = 0,11\sqrt[3]{T_{\text{ар}} - 1100} = 0,11\sqrt[3]{1543 - 1100} = 0,839 \quad (4.13)$$

$$\beta_{\text{см}} = 0,98 \frac{W_2}{W_1} - 0,47 = 0,98 \cdot 1,65 - 0,47 = 1,147 \quad (4.14)$$

$$k_{NO_x}^{TOP} = 0,7 \cdot 0,25 \cdot 0,494 \cdot 1,431 \cdot 0,938 \cdot 0,839 \cdot 1,147 = 0,111 \text{ г/с}$$

$$k_{NO_x}^{BO3D} = \frac{1,54 \cdot 10^{16}}{\sqrt{T''_{ar}}} \sqrt{\frac{\alpha''_{ar}-1}{\alpha''_{ar}}} \cdot \exp\left(\frac{-67000}{T''_{ar}}\right) \quad (4.15)$$

$$\alpha''_{ar} = \alpha_T + 0,5\Delta\alpha_T = 1,2 + 0,5 \cdot 0,09 = 1,245 \quad (4.16)$$

$$k_{NO_x}^{BO3D} = \frac{1,54 \cdot 10^{16}}{\sqrt{1543}} \sqrt{\frac{1,245-1}{1,245}} \cdot \exp\left(\frac{-67000}{1543}\right) = 2,412 \cdot 10^{-5} \text{ г/МДж} \quad (4.17)$$

$$k_{NO_x} = 0,111 + 2,4 \cdot 10^{-5} = 0,112 \text{ г/МДж}$$

$$m_{NO_x} = k_{NO_x} \cdot Q_H^p = 0,112 \cdot 15,66 = 1,749 \text{ г/кг} \quad (4.18)$$

$$m_{NO_2} = 0,8 \cdot m_{NO_x} = 0,8 \cdot 1,749 = 1,4 \text{ г/кг} \quad (4.19)$$

$$m_{NO} = 0,13 \cdot m_{NO_x} = 0,13 \cdot 1,749 = 0,227 \text{ г/кг} \quad (4.20)$$

$$M_{NO_x} = m_{NO_x} \cdot B = 1,749 \cdot 36,775 = 64,32 \text{ г/с}$$

4.2.2 Расчет высоты дымовой трубы

Трубы дымовые котельных – это вертикально расположенные конструкции, предназначенные для удаления во внешнюю среду и рассеивания продуктов сжигания топлива.

Основными элементами подобных сооружений являются фундамент, цоколь и сам ствол. Внутри ствол, в большинстве случаев, защищен футеровкой, сооружаемой из огнеупорного кирпича

Минимально допустимая высота дымовой трубы рассчитывается по формуле:

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot M \cdot F}{c}} \cdot \sqrt[3]{\frac{n}{V \cdot \Delta T}} \quad (4.22)$$

где: A – коэффициент стратификации, учитывает метеорологические условия в зависимости от региона строительства, принимаем 200[7];

M – суммарные выбросы, г/с;

F – скорость осаждения твердых частиц, м/с, принимаем 1[7];

m – коэффициент, зависящий от скорости в устье дымовой трубы, принимаем 0,9[7];

n – число труб;

V – расход дымовых газов, м³/с;

ΔT – самотяга, °С:

$$\Delta T = t_{\text{ух.г}} - t_{\text{окр.с}} = 135 - 39 = 96^\circ\text{C}$$

$$c = \text{ПДК} - c_{\phi} = 0,5 \text{ г/м}^3$$

Расчет суммарных выбросов:

$$M = M_3 \cdot (1 - \eta_{\text{зy}}) + M_{\text{SO}_2} + \frac{\text{ПДК}_{\text{SO}_2}}{\text{ПДК}_{\text{NO}_2}} \cdot M_{\text{NO}_2} \quad (4.23)$$

$$M = 65,01 \cdot 1000/3600 + 73,55 + \frac{0,5}{0,085} \cdot 64,32 = 470 \text{ г/с}$$

Рассчитаем трубу для работы двух блоков, приняв выбросы вредных веществ уже установленного котла такими же как для проектируемого, тогда минимальная высота для двух работающих котлов составит:

$$H = \sqrt{\frac{200 \cdot 470 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 1}{0,5}} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{2 \cdot 36,775 \cdot 5,029 \cdot 96}} = 101,5 \text{ м}$$

На ТЭЦ-3 установлена дымовая труба высотой 273 м, что существенно превышает минимально допустимое значение. Данной трубы будет достаточно, чтобы обеспечить необходимое рассеивание вредных веществ, которые будут образовываться при работе двух котельных агрегатов: уже установленного Еп-670 и такого же, рассматриваемого в проекте расширения, поэтому строительство новой трубы в проекте не предусмотрено.

5 Безопасность проектируемого объекта

Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97 №116-ФЗ, Федеральный закон "О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения" от 30.03.99 г. №52-ФЗ, Закон Российской Федерации "Об охране окружающей среды" от 10.01.02 г. №7-ФЗ (с изменениями на 29.12.15). Данные законы диктуют политику в области экологической и промышленной безопасности и предусматривают оценку опасностей, а так же задают концепцию безаварийной эксплуатации основного и вспомогательного оборудования промышленных объектов.

Опасные ситуации на производстве, где человек находится в опасной зоне, вызваны совокупностью причин, обуславливающих воздействие вредных и опасных факторов на жизнь и здоровье человека.

5.1 Общая характеристика проектируемого объекта с точки зрения безопасности и безвредных условий труда

Процесс производства тепловой и электрической энергии на тепловых электростанциях отличается повышенной опасностью. Большое количество оборудования, такого как трубопроводы, теплообменники, котло- и турбоагрегаты работают при значительных температурах и давлениях. Тягодутьевые механизмы, насосы, генераторы и углеразмольное оборудование работают при высоких напряжениях, а так же испытывают на себе высокие механические нагрузки. В связи с этим требуется строжайшее соблюдение правил технической безопасности и охраны труда при эксплуатации оборудования ТЭС.

Безопасность проведения испытаний и наладки оборудования обеспечивается в соответствии с ГОСТ 31177-2003, РД 34.03.201-97.

На период отладки и испытаний выполняется временное ограждение, опасные зоны должны быть ограждены.

На вентилях и задвижках отключающей арматуры следует вывешивать плакаты и знаки безопасности «Не открывать - работают люди»; на вентилях открытых дренажей - «Не закрывать - работают люди»; на ключах управления электроприводами отключающей арматуры - «Не включать - работают люди»; на месте работы - «Работать здесь!».

Персонал, участвующий в ремонте и обслуживании, должен быть обеспечен соответствующими средствами защиты.

Необходимо обеспечивать пожаробезопасность, надежность системы маслоснабжения, резервные и аварийные маслонасосы необходимо проверять в работе не реже двух раз в месяц.

5.2 Объемно-планировочное решение проектируемого объекта

Машинный зал представляет собой цех, разделенный по высоте на два помещения: в верхнем находятся турбины, конденсатор и вспомогательное оборудование. Турбоагрегат установлен на отдельном от здания фундаменте, во избежание вибрации. Вокруг турбины располагаются площадки, соединенные проходами.

Все теплообменники и трубопроводы, температура которых превышает 45°C, должны быть покрыты тепловой изоляцией, во избежание ожогов и травм персонала.

5.3 Анализ и устранение потенциальных опасностей и вредностей

5.3.1 Опасность поражения электрическим током

Турбинный цех является помещением повышенной опасности поражения человека электрическим током, так как там имеется возможность соприкосновения человека с металлоконструкцией, имеющей соединения с землей и металлическими частями электрооборудования.

Величина малого напряжения для питания ручного электрифицированного инструмента и переносных светильников до 12 В. Рабочее напряжение оборудования – 6 кВ и 0,4 кВ. Освещение – 220 В и 36 В.

Основными мерами защиты от поражения электрического током являются:

- обеспечение недоступности электропередачи и токоведущих частей;
- выполнение изоляции электрических проводников и токоведущих частей;
- защитное отключение электроустановок;
- защитное заземление и зануление электрооборудования по ГОСТ 12.1.030-81.

5.3.2 Электромагнитные, электрические излучения

На производстве имеются следующие источники электромагнитных излучений:

- естественные – поле Земли, магнитные бури, атмосферное электричество;
- искусственные – трансформаторы, антенны, устройства защиты и автоматики и др.

Перечисленные источники излучения оказывают отрицательное влияние в виде нагрева, поляризации, ионизации клеток человека.

Предельно допустимые уровни (ПДУ) магнитных полей регламентируют СанПиН 2.2.4.1191-03 «Электромагнитные поля промышленной частоты (50 Гц) в производственных условиях» в зависимости от времени пребывания персонала для условия общего и локального воздействия.

Мероприятия по защите от воздействия вредных электромагнитных излучений:

- уменьшение напряженностей электрического и магнитного полей в зоне индукции
- защита временем, т.е. ограничение время пребывания в зоне источника электромагнитного поля (при напряженности свыше 20 до 25 кВ/м допустимое время пребывания в ЭП составляет 10 мин);
- защита расстоянием (60÷80 мм от экрана);
- метод экранирования рабочего места или источника излучения электромагнитного поля;
- рациональная планировка рабочего места относительно истинного излучения электромагнитного поля;
- применение средств предупредительной сигнализации;
- применение средств индивидуальной защиты.

5.3.3 Высокие температуры и опасность термического ожога

В турбинном цехе имеет место тепловое излучение от турбоагрегатов, трубопроводов, теплообменного оборудования

Согласно СанПиН 2.2.4.548-96 интенсивность облучения (E_0) должно быть меньше или равно 140 Вт/м². Поэтому предусматриваются различные меры безопасности:

- установка тепловой изоляции на трубопроводах и различном теплообменном оборудовании с температурой наружной поверхности более 45 °С;
- яркая сигнальная окраска для предохранения персонала от ожогов об элементы оборудования и трубопроводов;
- экранирование мест, в районе которых наблюдается сильное тепловыделение;
- использование средств индивидуальной защиты, в том числе средств защиты лица и глаз;
- организация охлаждения нагретых поверхностей и др.

Таблица 5.1 – Допустимые величины интенсивности теплового облучения поверхности тела работающих от производственных источников

Облучаемая поверхность тела, %	Интенсивность теплового облучения, Вт/м, не более
50 и более	35
25-50	70
не более 25	100

5.4 Производственная санитария

5.4.1 Микроклимат производственных помещений

Турбинный цех характеризуется повышенным тепловым излучением, повышенной влажностью, высоким уровнем шума, что не обеспечивает благоприятные условия для работы эксплуатирующего персонала. Для обеспечения благоприятного микроклимата в соответствии с СанПиН 2.2.4.548-96, предусмотрено следующее:

- герметизация технологического оборудования;
- вентиляции помещения по СНиП 41-01-03;
- установка систем местных отсосов, для удаления вредных, пожароопасных и взрывоопасных веществ от мест их образования и выделения;
- установку системы воздушного отопления, совмещенной с вентиляцией.

Таблица 5.2 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню эн/затрат	Температура воздуха, °С	Температура поверхности, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Па	19÷21	18÷22	60÷40	0,2
Теплый	Паа	20÷22	19÷23	60÷40	0,2

Таблица 5.3 – Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню эн/затрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхности, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Па	17÷23	16÷24	15÷75	0,1÷0,4
Теплый	Паа	18÷27	17÷28	15÷75	0,1÷0,4

5.4.2 Освещение

В турбинном цехе предусматривается совместное освещение в соответствии со СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение»:

- естественное, через боковые проемы;
- искусственное; система комбинированная.

Источники освещения: лампы накаливания, лампы газоразрядные.

Предусмотренное освещение разделяется на виды:

- рабочее, в соответствии с характером выполняемых работ;

- аварийное - запитанное от независимого источника энергии;
- дежурное;
- эвакуационное - по основным проходам и лестничным клеткам.

5.4.3. Шум, ультразвук и инфразвук

Источником повышенного шума в турбинном цехе являются:

- турбоагрегаты;
- трубопроводы;
- электродвигатели;
- генераторы.

Согласно СНиП 23-03-2003 «Защита от шума» приводим допустимые уровни шума в октавных полосах в производственных помещениях.

Максимально допустимые уровни звукового давления представлены в таблице 5.4.

Снижение вредного воздействия шума на человека в производственных условиях достигается по ГОСТ 12.1.003. ССБТ «Шум. Общие требования безопасности»:

- рациональное размещение;
- звукоизоляцию;
- звукопоглощающую облицовку;
- индивидуальные средства защиты (наушники, беруши и т.д.);
- строительно-акустические мероприятия;

Таблица 5.4 – Предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука для рабочих мест в производственном помещении турбинного цеха

Назначение помещений или территорий	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука(в ДБА)
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Рабочие помещения диспетчерских служб, кабины наблюдения и дистанционного управления с речевой связью	96	83	74	68	63	60	57	55	54	65

Продолжение таблицы 5.4

Выполнение всех видов работ на постоянных рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий.	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80
---	-----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

5.4.4 Вибрация

Источниками вибрации в турбинном цехе являются:

- турбины;
- генераторы;
- насосы;
- электродвигатели;
- вспомогательное оборудование.

Для снижения вредного воздействия вибрации на персонал применяются следующие мероприятия по ГОСТ 12.1.012-03.ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования»:

- снижение вибрации в источнике ее образования конструктивными или технологическими мерами;
- уменьшение вибрации на пути ее распространения средствами виброизоляции и вибропоглощения;
- дистанционное управление;
- средства индивидуальной защиты;
- организационные мероприятия (рациональные режимы труда и отдыха, лечебно-профилактические и другие мероприятия).

5.5 Техническое освидетельствование

5.5.1 Техническое освидетельствование сосудов

Безопасная работа сосудов, находящихся под давлением (СРД), обеспечивается комплексом организационно-технических мероприятий, включающих в себя: конструкция сосудов, применяемые материалы и технологии, в том числе и при ремонтных работах, обеспечивают конструктивную прочность сосудов. Эксплуатация сосудов ведется в строгом соответствии с требованиями ФНП «Правил промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование,

работающее под избыточным давлением» Приказ Ростехнадзора №116 от 25.03.2014. Персонал, занятый обслуживанием сосудов, должен быть надлежащим образом обучен и аттестован.

Требования к техническому освидетельствованию сосудов, согласно ФНП «Правил промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» Приказ Ростехнадзора №116 от 25.03.2014, следующие:

-Объем, методы и периодичность технических освидетельствований сосудов (за исключением баллонов) должны быть определены изготовителем и указаны в руководстве (инструкции) по эксплуатации.

-Первичное, периодическое и внеочередное техническое освидетельствование сосудов, подлежащих учету в территориальном органе Ростехнадзора, проводят уполномоченная специализированная организация, а также лицо, ответственное за осуществление производственного контроля за эксплуатацией сосудов, работающих под давлением, совместно с ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию в сроки, установленные в руководстве (инструкции) по эксплуатации или указанные в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Периодичность технического освидетельствования СРД, работающих с агрессивной средой, регистрируемых в органах Ростехнадзора

Скорость коррозии, мм/год	Периодичность освидетельствования		
	Лицо, ответственное на предприятии (наружный и внутренний осмотр)	Инспектором Ростехнадзора	
		Наружный и внутренний осмотр	Гидравлическое испытание пробным давлением
Не более 0,1	2 года	4 года	8 лет
Более 0,1	12 мес.	4 года	8 лет
Регенеративные подогреватели	После двух капитальных ремонтов, но не реже одного раза в 12 лет		

-Первичное, периодическое и внеочередное техническое освидетельствование сосудов, не подлежащих учету в территориальном органе Ростехнадзора, проводит лицо, ответственное за осуществление производственного контроля за эксплуатацией сосудов, работающих под давлением, совместно с ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию в сроки, установленные в руководстве (инструкции) по эксплуатации.

-Минимальный объем первичного технического освидетельствования сосудов включает:

а) проведение визуального и измерительного контроля с внутренней (при доступности) и наружной поверхностей сосуда;

б) контроль толщины стенок элементов сосудов, работающих под давлением коррозионно-агрессивных сред, если это установлено в руководстве (инструкции) по эксплуатации и (или) предусмотрено в проектной документации ОПО с учетом специфики технологического процесса, в котором используются сосуды;

в) проверку соответствия монтажа, обвязки технологическими трубопроводами, оснащения контрольно-измерительными приборами и предохранительными устройствами сосуда требованиям проектной и технической документации;

г) проведение гидравлических испытаний.

При техническом освидетельствовании сосудов допускается применение иных методов неразрушающего контроля, в том числе метод акустической эмиссии.

- При первичном техническом освидетельствовании допускается не проводить осмотр внутренней поверхности и гидравлическое испытание сосуда, поставляемого в собранном виде, если это установлено в требованиях руководства (инструкции) по эксплуатации и не нарушены указанные в нем сроки и условия консервации.

- Объем внеочередного технического освидетельствования определяется причинами, вызвавшими его проведение.

При проведении внеочередного освидетельствования в паспорте сосуда должна быть указана причина, вызвавшая необходимость в таком освидетельствовании.

- Перед проведением осмотра (визуального и измерительного контроля) внутренней поверхности сосуда, иных работ внутри сосуда и его гидравлического испытания сосуд должен быть остановлен, охлажден (отогрет), освобожден от заполняющей его рабочей среды с проведением вентилирования (продувки) и нейтрализации, дегазации (при необходимости), отключен от источников питания и всех трубопроводов, соединяющих сосуд с источниками давления или другими сосудами и технологическим оборудованием.

Порядок проведения указанных работ в зависимости от свойств рабочей среды, конструкции сосуда, особенностей схемы его включения и технологического процесса и требований, должен быть установлен в производственной инструкции или в иной документации по безопасному

ведению работ (технологический регламент, инструкция), утвержденной эксплуатирующей и (или) уполномоченной специализированной организацией, осуществляющей выполнение указанных работ.

- Продувка сосуда, работающего под давлением воздуха или инертных газов, до начала выполнения работ внутри его корпуса осуществляется воздухом, продувка сосуда, работающего под давлением горючих газов, - инертным газом и (или) воздухом. Окончание продувки, в необходимых случаях с учетом свойств рабочей среды определяют по результатам анализа среды внутри сосуда после продувки.

Сосуды, работающие с токсичными веществами, до начала выполнения работ внутри, в том числе перед визуальным и измерительным контролем, должны подвергаться тщательной обработке (нейтрализации, дегазации).

- Отключение сосуда от всех трубопроводов, соединяющих его с источниками давления или другими сосудами и технологическим оборудованием, осуществляют установкой заглушек в разъемных соединениях или путем их непосредственного отсоединения от подводящих и отводящих трубопроводов в местах разъемных соединений с установкой заглушек на фланцах трубопроводов.

- Поверхности сосудов до начала осмотра должны быть очищены от отложений и грязи для проведения визуального и измерительного контроля.

По требованию лица, проводящего освидетельствование, футеровка, изоляция и другие виды защиты должны быть удалены, если имеются признаки, указывающие на возможное наличие дефектов, влияющих на безопасность использования сосуда (визуально видимые механические повреждения; деформация; нарушения целостности футеровки, изоляции и защитной оболочки корпуса; нарушение герметичности корпуса сосуда или его защитной оболочки по показаниям приборов). В случае, если конструкцией сосуда и (или) особенностью технологического процесса не предусмотрена возможность удаления изоляции и других защитных устройств корпуса с последующим восстановлением, то диагностирование возможного наличия дефектов в недоступных для осмотра местах со снятием защитного покрытия или иными методами должно осуществляться по методике и технологии разработчика Проекта и (или) изготовителя сосуда, с привлечением при необходимости для выполнения работ специализированной организации и (или) организации - изготовителя сосуда.

При проведении внеочередного технического освидетельствования после ремонта с применением сварки и термической обработки для проведения осмотра и испытаний на прочность и плотность сосуда допускается снимать наружную изоляцию частично только в месте, подвергнутом ремонту.

- Гидравлические испытания сосуда должны быть проведены в соответствии с утвержденными схемами и инструкциями по режиму работы и безопасному обслуживанию сосудов, разработанными в эксплуатирующей организации с учетом требований руководства (инструкции) по эксплуатации.

При проведении гидравлического испытания сосуда должны быть выполнены соответствующие требования подраздела "Гидравлическое (пневматическое) испытание" раздела III ФНП. Величину пробного давления определяют исходя из разрешенного давления для сосуда. Время выдержки сосуда под пробным давлением (если отсутствуют другие указания в руководстве по эксплуатации) должно быть не менее:

- а) 10 мин. - при толщине стенки до 50 мм включительно;
- б) 20 мин. - при толщине стенки свыше 50 до 100 мм включительно;
- в) 30 мин. - при толщине стенки свыше 100 мм.

- Гидравлические испытания сосудов должны быть проведены только при удовлетворительных результатах визуального и измерительного контроля внутренней и наружной поверхностей, предусмотренных руководством (инструкцией) по эксплуатации неразрушающего контроля и исследований.

- При гидравлическом испытании вертикально установленных сосудов пробное давление должно контролироваться по манометру, установленному на верхней крышке (днище) сосуда, а в случае конструктивной невозможности такой установки манометра величина пробного давления должна определяться с учетом гидростатического давления воды в зависимости от уровня установки манометра.

- В случаях, когда проведение гидравлического испытания невозможно (большие нагрузки от веса воды на фундамент, междуэтажные перекрытия или на сам сосуд; трудность удаления воды, наличие внутри сосуда футеровки), допускается заменять его пневматическим испытанием в соответствии с требованиями подраздела "Гидравлическое (пневматическое) испытание" раздела III ФНП.

- Сосуды, работающие под давлением сред, отнесенных к 1-й группе согласно ТР ТС 032/2013, до пуска в работу после окончания технического освидетельствования и иных работ должны подвергаться эксплуатирующей организацией испытанию на герметичность воздухом или инертным газом под давлением, равным рабочему давлению, в соответствии с инструкцией, утвержденной эксплуатационной организацией.

5.5.2 Техническое освидетельствование трубопроводов

В турбинном цехе все трубопроводы находятся под давлением. Для обеспечения безопасной работы обслуживающего персонала регламент работ

предусмотрен ФНП «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» Приказ Ростехнадзора №116 от 25.03.2014.

Требования к техническому освидетельствованию сосудов, согласно ФНП «Правил промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» Приказ Ростехнадзора №116 от 25.03.2014, следующие:

- Трубопроводы пара и горячей воды при проведении технического освидетельствования должны подвергаться:

а) наружному осмотру и гидравлическому испытанию - перед пуском вновь смонтированного трубопровода, после реконструкции и ремонта трубопровода, связанного со сваркой и термической обработкой, а также перед пуском трубопровода после его нахождения в состоянии консервации свыше двух лет;

б) наружному осмотру - в процессе эксплуатации в горячем и холодном состоянии с периодичностью, установленной в настоящем разделе.

При техническом освидетельствовании трубопроводов также допускается применение методов неразрушающего контроля.

Не подвергаются гидравлическому испытанию пароперепускные трубопроводы в пределах турбин и трубопроводы отбора пара от турбины до задвижки при условии оценки их состояния с применением не менее двух методов неразрушающего контроля в объеме, установленном в руководстве (инструкции) по эксплуатации.

-Первичное, периодическое и внеочередное техническое освидетельствование трубопроводов пара и горячей воды, подлежащих учету в территориальных органах Ростехнадзора, проводит уполномоченная специализированная организация. Периодическое освидетельствование трубопроводов проводят не реже одного раза в три года, если иные сроки не установлены в руководстве (инструкции) по эксплуатации.

-Ответственный за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования совместно с ответственным за производственный контроль должны проводить осмотр трубопровода перед проведением и после окончания планового ремонта, но не реже 1 раза в 12 месяцев (если нет иных указаний по срокам проведения в руководстве (инструкции) по эксплуатации), а также если характер и объем ремонта не вызывают необходимости внеочередного освидетельствования.

- Техническое освидетельствование трубопроводов, не подлежащих учету в органах Ростехнадзора, проводит лицо, ответственное за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов.

-Техническое освидетельствование (первичное, периодическое, внеочередное) и ревизию технологических трубопроводов проводят в соответствии с требованиями проектной и технологической документации, руководства (инструкции) по эксплуатации.

-При проведении технического освидетельствования трубопроводов следует уделять внимание участкам, работающим в особо сложных условиях, где наиболее вероятен максимальный износ трубопровода вследствие коррозии, эрозии, вибрации и других причин. К таким относятся участки, где изменяется направление потока (колена, тройники, врезки, дренажные устройства, а также участки трубопроводов перед арматурой и после нее) и где возможно скопление влаги, веществ, вызывающих коррозию (тупиковые и временно неработающие участки).

- Наружный осмотр трубопроводов, проложенных открытым способом или в проходных и полупроходных каналах, может быть произведен без снятия изоляции, однако, в случае появления у лица, проводящего осмотр, сомнений относительно состояния стенок или сварных швов трубопровода, лицо, проводящее осмотр, вправе потребовать частичного или полного удаления изоляции.

Наружный осмотр трубопроводов при прокладке в непроходных каналах или при бесканальной прокладке производится путем вскрытия грунта отдельных участков и снятия изоляции не реже чем через каждые два километра трубопровода, если иное не предусмотрено в проектной документации и руководстве (инструкции) по эксплуатации трубопровода.

- При проведении гидравлического испытания трубопровода должны быть выполнены соответствующие требования подраздела "Гидравлическое (пневматическое) испытание" раздела III ФНП. Сосуды, являющиеся неотъемлемой частью трубопровода (не имеющие запорных органов - неотключаемые по среде), испытывают тем же давлением, что и трубопроводы.

- Для проведения испытания трубопроводов, расположенных на высоте свыше 3 метров, должны устраиваться подмости или другие приспособления, обеспечивающие возможность безопасного осмотра трубопровода.

- Гидравлическое испытание может быть заменено двумя видами контроля (радиографическим и ультразвуковым) в случаях контроля качества соединительного сварного стыка трубопровода с трубопроводом действующей магистрали, трубопроводами в пределах котла или иного технологического оборудования (если между ними имеется только одна отключающая задвижка),

а также при контроле не более двух неразъемных сварных соединений, выполненных при ремонте.

- Трубопроводы, работающие под давлением сред, отнесенных к группе 1-й согласно ТР ТС 032/2013, должны дополнительно подвергаться эксплуатирующей организацией испытанию на герметичность воздухом или инертным газом под давлением, равным рабочему давлению, в порядке, установленном инструкцией, утвержденной эксплуатирующей организацией.

6 Индивидуальное задание

Расчет и проектирование схемы топливоподачи

На Красноярской ТЭЦ-3 индивидуальная система пылеприготовления, используется уголь местного Бородинского месторождения. Топливо в железнодорожных вагонах прибывает на разгрузочное устройство – вагоноопрокидыватель, на котором вагон переворачивается на 180 град. и уголь высыпается в специальный разгрузочный бункер, под которым расположены конвейеры. Уголь может направляться на склад – штабеля емкостью 175 тыс. тонн или в четырехблочный дробильный корпус, где установлены дробилки. Топливо проходит через металлоуловители и попадает в дробилки грубого помола, затем уголь подается в бункер сырого угля, откуда питателем сырого угля подается на помол в мельницу, где размалывается до пылевидного состояния.

Рассчитаем систему топливоподачи для работы двух блоков, уже установленного и проектируемого, приняв расход топлива уже установленного котла, такими же как для проектируемого.

6.1. Вагоноопрокидыватель

Вагоноопрокидыватель – сооружение для механизированной разгрузки вагонов с насыпными и навалочными грузами (рудой, углём, зерном и т. п.) Существуют стационарные вагоноопрокидыватели с различными способами разгрузки. В роторных и круговых вагоноопрокидывателях разгрузка осуществляется при повороте вагона вокруг его продольной оси. В боковых подъёмно-поворотных вагоноопрокидывателях вагон не только поворачивается вокруг продольной оси, но также и поднимается. Вагоноопрокидыватели этих двух типов предназначены для разгрузки полувагонов и платформ.

Торцевые вагоноопрокидыватели производят наклон вагона относительно поперечной оси, при этом груз высыпается через открывающиеся боковые стенки.

Для разгрузки крытых вагонов используют комбинированные вагоноопрокидыватели с многократным поворотом вокруг продольной и поперечной осей.

На станции имеем один вагоноопрокидыватель марки ВРС-134М роторного трех-опорного типа [3]. Производительность покрывает нужды станции, даже с учетом строительства нового блока.

Характеристика вагоноопрокидывателя [3]:

- Число опрокидываний за 1 час – 22;
- Теоретическая характеристика – 6 млн т/год;
- Мощность электродвигателей – 116 кВт.

6.2. Ленточные конвейеры

Ленточный конвейер — транспортирующее устройство непрерывного действия с рабочим органом в виде ленты. Основными частями ленточного конвейера являются рама, приводной барабан, натяжной барабан, ролики конвейера, транспортерная лента. На раме закреплены ролики, по которым транспортерная лента скользит, и перемещает груз в пространстве. Для натяжения ленты служит два больших ролика, называемых барабанами. Один из них - натяжной, закреплен на подшипниковом узле и служит для регулировки натяжения ленты. Другой - приводной барабан конвейера, закреплен на противоположном конце конвейера и имеет специальный вал, который соединен с электродвигателем через редуктор. Топливо подается на станцию одной линией ленточного конвейера.

Суточный расход топлива составляет, т/сут:

$$B_{сут} = B_{расч} \cdot 24 \cdot 3.6 \cdot n = B_{сут} = 36,775 \cdot 24 \cdot 3.6 \cdot 2 = 6554,72 \quad (6.1)$$

где: $n=2$ – число блоков.

Расчетная часовая производительность, т/ч:

$$B_{расч} = \frac{B_{сут}}{T} = \frac{6554.72}{24} = 312.13 \quad (6.2)$$

где: $T=24$ ч – число часов работы топливоподачи.

Фактическая производительность установленного на ТЭЦ-3 ленточного конвейера до 1100 т/ч при скорости ленты 2 м/с, что на порядок больше, чем необходимо, даже с учетом строительства нового энергоблока.

Мощность на вал приводного барабана ленточного конвейера без сбрасывающего устройства определяются по формуле, кВт:

$$W_{\bar{o}} = \frac{K_1 \cdot Z \cdot c + 2 \cdot B_{\bar{a}} \cdot Z + 37 \cdot B_{\bar{a}} \cdot H}{1000 \cdot 3.6} \cdot K_z = \frac{296 \cdot 50 \cdot 1,6 + 2 \cdot 1100 \cdot 50 + 37 \cdot 1100 \cdot 5}{1000 \cdot 3.6} \cdot 1 = 93.6$$

где: $Z=50$ - длина конвейера между центрами приводного и конечного барабанов, м;

$H=5$ - высота подъема по вертикали между центрами приводного и конечного барабанов, м;

$K_z=1$ - коэффициент, зависящий от длины ленты [3];

$K_1=296$ - коэффициент, зависящий от ширины ленты [3].

$B_{\bar{a}}$ - производительность ленточного конвейера, т/ч.

Мощность, потребляемая электродвигателем приводной станции, кВт:

$$W_{\text{эл}} = \frac{K_3 \cdot W_{\bar{o}}}{\eta_{\text{эд}} \cdot \eta_p} = \frac{1.25 \cdot 93.6}{0.95 \cdot 0.95} = 129.64$$

где: $K_3=1.25$ - коэффициент запаса [3];

$\eta_{\text{эд}}=0.95$ - КПД электродвигателя [3];

$\eta_p=0.95$ - КПД редуктора [3]

6.3. Дробилки

Дробилки предназначены для дробления больших кусков угля и равномерной выдачи его на ленточный транспортер.

На Красноярской ТЭЦ-3 установлены дробилки типа (М20×30Г), производительностью 1200 т/ч, что полностью удовлетворяет нуждам станции.

Емкость бункера сырого угля для проектируемого энергоблока, м³:

$$V_{\bar{o}} = \frac{B_q^{\text{max}} \cdot \tau \cdot n}{\gamma \cdot K_3} = \frac{3.6 \cdot 36.775 \cdot 10 \cdot 1}{0.85 \cdot 0.8} = 1947$$

где: $\tau=10$ - число часов работы котельного агрегата на топливе, запасенном в бункере;

$n=1$ – число блоков.

$K_z=0.8$ - коэффициентом заполнения [3] ;

$\gamma=0.85$ – насыпной вес угля [3] .

Для подачи угля из бункера используем ленточный питатель сырого угля с шириной ленты 500 мм, длиной 1,5 м.

6.4. Топливные склады

Топливо на тепловой электрической станции хранится в открытых штабелях. Объем топливного склада должен обеспечивать запас для бесперебойной работы станции в течение 20-30 дней, в случае срыва очередной поставки топлива, или в силу других причин.

Емкость склада угля рассчитываем на 20 дней, при учете работы всех котлов, т:

$$V = B_{\text{сут}} \cdot 20 = 6554.72 \cdot 20 = 131094.4 \quad (6.6)$$

Емкость топливных штабелей на ТЭЦ-3 составляет 175 тыс. т, что обеспечивает необходимый запас топлива для работы двух котельных агрегатов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью данной бакалаврской работы являлось расширение действующей Красноярской ТЭЦ-3, для увеличения отпуска тепла на нужды растущего города.

Для этого в схеме теплоснабжения г. Красноярска были найдены обосновывающие материалы, прогноз увеличения теплопотребления города до 2033 года, учет строительства новых объектов, для Универсиады-2019.

Было предложено установить теплофикационную турбину Т-185/220-130 и котел Еп-670-13,8-540 БТ. Был проведен расчет тепловой схемы данного энергоблока, расчет технико-экономических показателей, определены удельные расходы топлива на выработку тепловой и электрической энергии, которые составили 36,107 кг/ГДж и 0,276 кг/кВт ч соответственно.

Далее был произведен выбор вспомогательного оборудования (питательный, конденсатный, циркуляционный насосы) для энергоблока.

Были рассчитаны выбросы опасных веществ: золы, оксидов серы и азота. Была проведена оценка эффективности действующей дымовой трубы, рассеивающей способности которой будет достаточно для работы действующего и проектируемого энергоблоков.

В качестве системы водоснабжения была выбрана обратная, с современными градирнями.

В разделе безопасности объекта были сформулированы основные опасности и вредные воздействия на человека в турбинном цехе станции и описаны основные мероприятия по снижению их влияния на эксплуатационный персонал.

В качестве индивидуального задания была выполнена оценка действующей системы топливоподачи, в ходе которой был выявлен значительный запас по производительности системы

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ДН – дренажный насос;
КЦ – котельный цех;
ПВД – подогреватель высокого давления;
ПНД – подогреватель низкого давления;
ПС – подогреватель сетевой;
ТТЦ – топливо транспортный цех;
ХВО – химводоочистка;
ЦВД – цилиндр высокого давления;
ЦСД – цилиндр среднего давления;
ЦНД – цилиндр низкого давления;
ЧДД – чистый дисконтированный доход;
ЭЦ – электроцех.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Астраханцева, И. А. Экономическая оценка технических решений : Методические указания по дипломному проектированию для студентов специальности 1005 ; – «Тепловые электрические станции» : И. А. Астраханцева. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 1998. – 27 с.
- 2 . Цыганок, А. П. Проектирование тепловых электрических станций : методич. указания / А. П. Цыганок, С. А. Михайленко ; – Краснояр. гос. техн. ун-т. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2006. – 75 с.
3. Цыганок, А. П. Проектирование тепловых электрических станций : учеб. пособие / А. П. Цыганок, С. А. Михайленко ; – Краснояр. гос. техн. ун-т. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2006. – 136 с.
4. Бойко, Е. А. Котельные установки и парогенераторы (выбор и расчет систем пылеприготовления и горелочных устройств котельных агрегатов) : учеб. пособие / Е. А. Бойко, И. С. Деринг, Т. И. Охорзина ; – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2006. 45 с.
5. Рыжкин, В. Я. Тепловые электрические станции : Учебник для теплоэнерг. спец. ВУЗов / В. Я. Рыжкин ; – М.: Энергоатомиздат, 1967. 400с.
6. Деринг, И. С. Золоулавливающие устройства теплоэлектростанций: конструкции и методы расчетов : учеб. пособие / И. С. Деринг, В. А. Дубровский, В. В. Криворучко ; – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2001. 80 с.
7. Абрамов, А. И. Повышение экологической безопасности тепловых электростанций : учеб. пособие / А. И. Абрамов, Д. П. Елизаров, А. Н. Ремезов ; – М. : Издательство МЭИ, 2001. – 378 с., ил.
8. Ривкин, С. Л. Термодинамические свойства воды и водяного пара : справочник / С. Л. Ривкин ; – М. : Энергия, 1980. – 425 с.
9. Куликов, С. М. Расчет содержания вредных веществ в дымовых газах при проектировании котлов и энергетических установок : Методическое указание к дипломному проектированию для студентов специальностей 1005 – Тепловые электрические станции, 1007 – Промышленная теплоэнергетика / С. М. Куликов, Е. А. Бойко ; – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 1995. 32 с.
10. Деринг, И. С. Золоулавливающие устройства теплоэлектростанций: конструкции и методы расчетов : учеб. пособие / И. С. Деринг, В. А. Дубровский, В. В. Криворучко ; – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2001. 80 с.